

**uc3m** | Universidad **Carlos III** de Madrid  
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA



TRABAJO DE FIN DE GRADO

# **INSTALACIÓN DE UN SISTEMA HIDROEÓLICO EN LAS ISLAS CANARIAS**

Autor: Andrés Gallego Yuste

Tutor: Javier Villa Briongos

Madrid, Julio 2017



# Agradecimientos

A mis padres, por haberme apoyado en los momentos de adversidad en los que siempre me han animado y motivado, con infinita paciencia, a finalizar mis estudios. A mis hermanos por haberme aconsejado en todas las decisiones académicas que he necesitado.

A mis compañeros de clase que han hecho que finalizar este grado sea más sencillo gracias al trabajo en equipo.

Al resto de familiares y amigos que se han interesado por mis estudios a lo largo de estos casi 6 años de universidad.

Finalmente, a mi tutor Javier, por haberme guiado a lo largo de este TFG y haberme aportado ideas, fuentes y referencias de calidad.

Muchas gracias a todos.

# Resumen

En el presente proyecto se aborda la posibilidad de realizar una central hidroeléctrica, como la ya existente en la isla de El Hierro, en las demás islas del archipiélago canario. Esta idea vino motivada por ser los costes de generación de la energía eléctrica en las Islas Canarias de entre 3 y 4 veces superiores a los del sistema peninsular y la baja integración de las energías renovables en el sistema de generación eléctrico canario que se basa en ciclos térmicos, principalmente, diesel.

Para entender el contexto en el que nos encontramos, se presenta en este trabajo una situación global de la generación de energía eléctrica en el mundo, para centrarse después en España y finalmente en las islas Canarias.

Posteriormente se describen las tecnologías más importantes de generación de energía eléctrica libre de emisiones de CO<sub>2</sub>, haciendo especial hincapié en la energía eólica e hidráulica. Se describe de forma detallada las distintas posibilidades y sistemas de generación de electricidad mediante estas dos tecnologías, para así más adelante poder entender y razonar la elección de un sistema u otro.

Después, se muestran las distintas características de cada isla, considerando los casos más favorables los de las islas de La Gomera y Gran Canaria por disponer estas de los mejores recursos hídricos. Así pues, se estudia en detalle la viabilidad técnica de la central hidroeléctrica en estos dos emplazamientos y las posibilidades de mejora de su sistema de generación eléctrico. Finalmente se concluye la inviabilidad parcial del proyecto en La Gomera por falta de los recursos hídricos necesarios pero no así de viento, y la completa viabilidad del proyecto en Gran Canaria.

En el último apartado se analizan los costes de ambos proyectos y la repercusión que tendrán los mismos en el coste de generación de la electricidad en sendas islas.

# Abstract

In the present project the possibility of realizing a hydroeolic power plant, as already existing in the island of El Hierro, in the other islands of the region was approached. This idea was motivated by the costs of electricity generation in the Canary Islands, it is between 3 and 4 times those of the peninsular system and the low integration of renewable energies in the system of canary electricity generation that is based on thermal cycles, mainly diesel.

To understand the context, it is showed in this work a global situation of electric power generation in the world, to focus later on Spain and finally on the Canary Islands.

Subsequently, the most important technologies for the generation of electric energy free of CO<sub>2</sub> emissions are described, with special emphasis on wind and hydro energy. It describes in detail the different possibilities and systems of electricity generation through these two technologies, so that, the reader can understand the choice of one system or another.

Later, the different characteristics of each island are shown, considering the most favorable cases those of the islands of La Gomera and Gran Canaria for having these the best water resources. Thus, the technical viability of the hydroeolic power plant in these two locations and the possibilities of improvement of its electric generation system were studied in detail. Finally, the partial unfeasibility of the project in La Gomera was concluded due to lack of water resources but not wind, and the complete feasibility of the project in Gran Canaria.

The last section analyzed the costs of both projects and the impact they will have on the cost of generation of electricity on each island.

# Índice general

ÍNDICE DE FIGURAS.....	IV
1. ENERGÍA ELÉCTRICA.....	5
1.1 Energía eléctrica mundial .....	5
1.2 Energía eléctrica en España .....	7
1.3 Energía eléctrica en las Islas Canarias.....	10
1.4 Energía eléctrica en La Gomera .....	12
1.5 Energía eléctrica en Gran Canaria.....	13
1.6 Conclusión del capítulo .....	15
2. ENERGÍAS RENOVABLES .....	16
2.1 Biomasa y biogás.....	17
2.2 Energía solar.....	18
2.3 Energía geotérmica .....	19
2.4 Energía mareomotriz .....	20
2.5 LA ENERGÍA EÓLICA .....	20
2.5.1 Antecedentes históricos.....	20
2.5.2 La energía eólica en la actualidad .....	21
2.5.3 La eólica como apuesta estratégica para España .....	22
2.5.4 Factores económicos.....	23
2.5.5 Consideraciones generales de la energía eólica .....	23
2.5.6 El futuro de la energía eólica.....	26
2.5.7 Eólica offshore. Comparativa de eólica terrestre y marina. Análisis a nivel mundial.....	26
2.5.8 Posibilidades de la energía offshore en España.....	28
2.6 LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA .....	30
2.6.1 Antecedentes históricos.....	30
2.6.2 La Energía Hidroeléctrica en la actualidad.....	30
2.6.3 Aspectos económicos de la energía hidráulica .....	32
2.6.4 La Energía Hidroeléctrica en España .....	33
2.6.5 ¿Cómo se genera la electricidad a través de una central hidroeléctrica? Tipos de centrales hidroeléctricas .....	34

2.6.6 Clasificación de las centrales hidroeléctricas según su capacidad instalada .	36
2.6.7 Informe de la AIE, el camino para duplicar la producción de hidroelectricidad para 2050 .....	37
2.7 LA SOLUCIÓN HÍBRIDA, LA CENTRAL HIDROEÓLICA .....	39
2.7.1 Gorona del Viento .....	40
2.7.1.1 Resultados .....	42
2.7.2 Proyecto de central hidroeléctrica de bombeo en la isla de Gran Canaria ...	43
3. DISEÑO DEL CASO DE ESTUDIO .....	44
3.1 Proyecto de instalación de 450 MW de potencia eólica en las Islas Canarias .....	44
3.2 Introducción de GNL (Gas Natural Licuado) en el sistema de producción de electricidad en las Islas Canarias.....	46
3.3 Interconexión eléctrica submarina entre La Gomera y Tenerife.....	47
3.4 EÓLICA.....	48
3.4.1 La Gomera .....	51
3.4.1.1 Estudio del recurso eólico en La Gomera .....	53
3.4.1.2 Aerogenerador.....	56
3.4.1.3 Curvas de potencia certificadas de los aerogeneradores .....	58
3.4.1.4 Vida útil.....	59
3.4.1.5 Planos .....	59
3.4.1.6 Estimación de energía generada .....	61
3.4.2 Gran Canaria.....	61
3.4.2.1 Estudio del recurso eólico en Gran Canaria .....	64
3.4.2.2 Selección final del emplazamiento .....	66
3.4.2.3 Estimación de energía generada .....	69
3.5 HIDROELÉCTRICA .....	70
3.5.1 Descripción de los recursos hídricos de la isla de La Gomera .....	70
3.5.2 Emplazamiento.....	71
3.5.3 Descripción de los recursos hídricos de la isla de Gran Canaria .....	73
3.5.4 Emplazamiento.....	74
3.5.5 Cálculos .....	75
3.5.5.1 Estimación de energía generada .....	77
3.5.6 Elección de la turbomaquinaria .....	78

3.5.6.1 Turbinación.....	78
3.5.6.2 Bombeo .....	82
3.6 DESALADORA .....	84
3.7 OTRAS FORMAS DE ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD.....	86
4. ESTUDIO ECONÓMICO.....	89
4.1 Estudio económico de la repotenciación del parque eólico de Epina en La Gomera .....	89
4.2 Estudio económico de la central hidroeléctrica de Gran Canaria .....	92
4.2.1 Estudio económico del parque eólico en Gran Canaria.....	92
4.2.2 Estudio económico del embalse de bombeo Chira-Soria .....	93
5 CONCLUSIONES.....	96
5.1 SOLUCIÓN ALTERNATIVA. EMBALSE DE BOMBEO CONECTADO AL MAR .....	98
REFERENCIAS .....	101
ANEXO I: Consideraciones técnicas de la energía eólica.....	105
¿Cómo funciona un aerogenerador? .....	105
Aerodinámica de aerogeneradores.....	105
Tipos de aerogeneradores: .....	106
Componentes de un aerogenerador o turbina eólica: .....	108
ANEXO II: Tipos de turbinas en una central hidroeléctrica .....	110
Turbina Pelton .....	111
Turbina Francis .....	111
Turbina Kaplan.....	112
¿Cómo Elegir el Tipo de Turbina? .....	112
ANEXO III: Resumen de las características técnicas del aerogenerador E-70.....	114
ANEXO IV: TIPOS DE BOMBA Y CAVITACIÓN .....	115
Cavitación.....	117
ANEXO V: OSMOSIS INVERSA .....	118



# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0.1 Evolución de la estructura de generación de las Islas Canarias (GWh) [1]

## **CAPÍTULO 1:**

Figura 1.1 Histórico de la producción total bruta de electricidad mundial. Adaptado de [2]

Figura 1.2 Distribución de la energía eléctrica total producida por fuente. Adaptado de [2]

Figura 1.3 Distribución de la energía eléctrica total producida por fuente en los países miembros de la OCDE. Adaptado de [2]

Figura 1.4 Distribución de la energía eléctrica total producida por fuente en los países no miembros de la OCDE. Adaptado de [2]

Figura 1.5 Estructura de la potencia instalada a 31 de octubre de 2016. Adaptado de [3]

Figura 1.6 Estructura de la generación. Octubre de 2016. Adaptado de [3]

Figura 1.7 Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular. Adaptado de [1]

Figura 1.8 Potencia eléctrica instalada en la Comunidad Autónoma. [5]

Figura 1.9 Potencia eléctrica instalada en cada isla. [5]

Figura 1.10 Porcentaje de contribución de energía térmica frente a renovable en cada isla. Adaptado de [5]

Figura 1.11 Desglose de la potencia generada en la central térmica El Palmar.[5]

Figura 1.12 Potencia de los distintos modelos de aerogenerador de la compañía MADE. Adaptado de [6]

Figura 1.13 Configuración del parque de generación de cada isla según potencia eléctrica, año 2014. Adaptado de [7]

Figura 1.14 Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el año 2014. Participación de las distintas fuentes y tecnologías en términos de energía bruta. Adaptado de [7]

Figura 1.15 Desglose de la potencia generada en las centrales térmicas de Gran Canaria [5]

Figura 1.16 Porcentaje de energía eléctrica generada con las distintas fuentes

## **CAPÍTULO 2:**

Figura 2.1 Combustible en el suministro total de energía primaria mundial en 2014. Adaptado de [9]

Figura 2.2 Estructura de potencia instalada. Islas Canarias a 31 de octubre de 2016. Adaptado de [3]

Figura 2.3 Potencia eólica anual instalada en el mundo desde el año 2000 al 2015. Adaptado de [13]

Figura 2.4 Potencia eólica anual instalada acumulada en el mundo desde el año 2000 al 2015. Adaptado de [13]

Figura 2.5 Reparto de nueva potencia eólica instalada de los países de la UE a 31/12/2016 Total 12.500 MW. Adaptado de [14]

Figura 2.6 Mapa eólico de España, velocidad media anual a 80m de altura (IDAE) [16]

Figura 2.7 Generación global de electricidad por combustible de 1973 a 2010. Adaptado de [9]

Figura 2.8 Países con más de la mitad de su generación eléctrica procedente de centrales hidroeléctricas en 2010. Adaptado de [9]

Figura 2.9 Esquema de central hidroeléctrica a pie de presa. Adaptado de [11]

Figura 2.10 Partes de una central hidroeléctrica de bombeo [20]

Figura 2.11 Generación hidroeléctrica hasta el año 2050 según indican las previsiones. Adaptado de [11]

Figura 2.12 Potencial hidroeléctrico por continente y correspondiente porcentaje de potencia hidroeléctrica sin desarrollar (2009) [11]

Figura 2.13 Vista aérea de la central hidroeólica de El Hierro [21]

## **CAPÍTULO 3:**

Figura 3.1 Datos de generación y demanda de la electricidad en Canarias donde se indica el precio por MWh [23]

Figura 3.2 Grupos térmicos por encima de su vida útil por isla en 2014. Adaptado de [24]

Figura 3.3 Propuesta de reposición de los grupos térmicos obsoletos por potencia eólica por isla. Adaptado de [24]

Figura 3.4 Precio de la producción de un megavatio hora, de media, en cada una de las islas del archipiélago canario (En 2014) Adaptado de [24]

Figura 3.5 Esquema transporte GNL. Adaptado de [25]

Figura 3.6 Mapa eólico de las Islas Canarias, velocidad media anual a 80m de altura. [16]

Figura 3.7 Distribución de parques eólicos en las Islas Canarias [13]

Figura 3.8 Mapa topobatimétrico de las Islas Canarias [29]

Figura 3.9 Batimetría al noroeste de La Gomera [29]

Figura 3.10 Distancia desde la costa al punto donde se desea conocer la profundidad del fondo marino [29]

Figura 3.11 Plano de la isla de La Gomera donde se indican los principales núcleos urbanos y la localización del parque eólico de Epina.

Figura 3.12 Mapa de la red de transporte de electricidad en La Gomera [30]

Figura 3.13 Mapa de los E.N.P. de La Gomera. [32]

Figura 3.14 Rosa de los vientos en el punto SIMAR 4014011, muy próximo al parque eólico de Epina [29]

Figura 3.15 Velocidad media del viento en 2010-2015 en el punto SIMAR 4014011 [29]

Figura 3.16 Distribución de Weibull en el punto SIMAR 4014011 [29]

Figura 3.17 Áreas de mayor interés para el aprovechamiento eólico en La Gomera. Adaptado de [33]

Figura 3.18 Ejemplo de Curvas de Potencia de aerogeneradores [34]

Figura 3.19 Gráfica de curva de potencia y coeficiente de operación del generador E-70. Adaptado de [34]

Figura 3.20 Vista aérea del terreno donde se colocarán los aerogeneradores y medición del espaciado entre los mismos.

Figura 3.21 Atlas eólico de la isla de Gran Canaria [16]

Figura 3.22 Localización de los parques eólicos en Gran Canaria [7]

Figura 3.23 E.N.P. de Gran Canaria [32]

Figura 3.24 Áreas aptas en Gran Canaria para el estudio de construcción de un parque eólico onshore. [35]

Figura 3.25 Rosa de los vientos y distribución de Weibull del punto SIMAR 4037007 [29]

Figura 3.26 Rosa de los vientos y distribución de Weibull del punto SIMAR 4034011 [29]

Figura 3.27 Rosa de los vientos y distribución de Weibull del punto SIMAR 4032009 [29]

Figura 3.28 Emplazamiento del parque eólico al oeste de Gran Canaria. [35]

Figura 3.29 Distribución de los 3 aerogeneradores en el espacio asignado y con el correspondiente espaciado entre ellos.

Figura 3.30 Tabla con las mayores presas existentes en La Gomera y sus características. Adaptado de [37]

Figura 3.31 Plano de las dos presas en la que se muestra la distancia entre ambas.

Figura 3.32 Principales embalses de Gran Canaria. [35]

Figura 3.33 Mejores combinaciones entre embalses atendiendo a su diferencia de altura. [35]

Figura 3.34 Mejores combinaciones entre embalses. [35]

Figura 3.35 Demanda energética de Gran Canaria. Adaptado de [39]

Figura 3.36 Gráfico acorde a caudal y diferencia de cota [40]

Figura 3.37 Gráfico acorde a caudal y diferencia de cota. [40]

Figura 3.38 Elección de turbina según salto y velocidad específica. Adaptado de [41]

Figura 3.39 Comparación del rendimiento de distintas turbinas a cargas parciales. [41]

Figura 3.40 Volumen de agua desalada por isla y el porcentaje de consumo energético asociado [43]

Figura 3.41 Potencia eléctrica generada por fuentes intermitentes de energía sin almacenamiento vs con almacenamiento. [44]

Figura 3.42 Esquema de almacenamiento de electricidad en forma de aire comprimido. Adaptado de [44]

#### **CAPÍTULO 4:**

Figura 4.1 Tabla del estudio económico del parque eólico de La Gomera

Figura 4.2 Tabla con los costes promedios de generación de electricidad por tecnología [52]

Figura 4.3 Tabla con los costes de la generación eléctrica en España vs Islas [52]

Figura 4.4 Estudio económico-financiero del proyecto Chira-Soria. [37]

Figura 4.5 Estudio económico-financiero del proyecto Chira-Soria con las perspectivas más pesimistas. [37]

#### **CAPÍTULO 5:**

Figura 5.1 Velocidad media del viento mensual a 10 m sobre el nivel del mar. [46]

Figura 5.2 Esquema del embalse de bombeo conectado al mar. [46]

#### **ANEXOS:**

Figura I.I Relación entre potencia generada por el aerogenerador y el diámetro del rotor.

Figura I.II Tipos de aerogeneradores con distinto número y forma de álabes y distinto posicionamiento del rotor [47]

Figura I.III Velocidad de la corriente de viento frente a potencia generada por el aerogenerador. Adaptado de [11]

Figura I.IV Esquema de las partes de un aerogenerador [47]

Figura II.I Esquema de una turbina Pelton de acción [49]

Figura II.II Esquema de una turbina Francis de reacción [49]

Figura II.III Esquema de una turbina Kaplan de reacción [49]

Figura II.IV Gráfico  $QvsH$  donde se muestra el tipo de turbina preferible en cada rango [49]

Figura V.I Esquema de osmosis inversa [50]

# INTRODUCCIÓN Y OBEJTIVOS

El objetivo principal del presente proyecto es desarrollar una central hidroeléctrica en Las Islas Canarias, similar a la ya existente en la isla de El Hierro. El fin es mejorar el sistema de generación eléctrica vigente en el archipiélago. Este se basa, como en la mayoría de las islas, principalmente en la quema de combustibles fósiles mediante el uso de distintas tecnologías como los motores diesel, las turbinas de gas, turbinas de vapor y centrales de ciclo combinado. Tal dependencia de los combustibles fósiles provoca que el coste de generación de la electricidad en esta región sea en torno a 3 veces mayor al coste en la península, además de unos altos niveles de emisión de gases contaminantes y la dependencia que supone importar este combustible y someterse a sus cambios de precio, llegando a suponer estos hasta el 30% de los gastos en importación de productos a las islas.

Para alcanzar este objetivo, en el primer capítulo, analizaremos los distintos métodos de generación de la electricidad a nivel mundial y su importancia en el mix eléctrico, así como las tendencias en cuanto a instalación de nueva potencia. Más adelante se particularizará en el caso de España y de las Islas Canarias.

En el segundo capítulo se describen las principales fuentes de energías renovables, con el fin de tener una idea general de los tipos existentes, su funcionamiento y utilizar las más provechosas para el caso que nos ocupa.

Profundizaremos en el estudio de la energía eólica e hidráulica por ser en las que se enfoca este trabajo.

Respecto a la energía eólica se describe cómo ha evolucionado a lo largo de los años. Se analiza la influencia que tiene actualmente en el mercado de la generación de la electricidad a nivel mundial, europeo y nacional, además del funcionamiento general de un aerogenerador y las posibilidades actualmente existentes tanto de instalaciones terrestres (onshore) como marinas (offshore).

En cuanto a la energía hidráulica se analiza sus comienzos así como su evolución a lo largo de los siglos. Se describe su aportación en el mercado de la generación de la electricidad a nivel mundial y nacional, además del funcionamiento y tipos de embalses y turbinas existentes.

Por último se presenta la solución híbrida, que consiste en conectar de forma eléctrica un grupo de aerogeneradores con un embalse de bombeo, de tal manera que el excedente de energía generado por los aerogeneradores se pueda almacenar en forma de energía potencial mediante la acumulación de agua en un embalse de cota superior. Este agua será posteriormente turbinada cuando la generación eólica no sea

capaz de cubrir la demanda eléctrica exigida por la red. Además se exponen otras formas de aprovechar el excedente de electricidad que aportan los aerogeneradores.

Se reflejan los costes de la inversión y se muestra cual sería el precio de la electricidad generada por este nuevo sistema. También se persigue minimizar el impacto ambiental y visual en la isla, teniendo en cuenta que la principal fuente de ingresos proviene del turismo.



# ¿POR QUÉ ES INTERESANTE ESTE PROYECTO?

La idea de este proyecto surge tras la creciente necesidad mundial de reducir la generación de gases de efecto invernadero producidos por las distintas industrias, consumo energético privado y público. Unos gases que no solo afectan a la salud del medioambiente y el planeta, elevando su temperatura media más de 2°C con las nefastas consecuencias que ello genera, sino que afectan también en gran medida a la salud directa de la población que respira estos gases y partículas nocivas.

Un sector que contribuye en gran medida a la generación de dichos gases es el de la generación de la energía eléctrica. Existen múltiples formas de generar la energía eléctrica, ya sea mediante centrales nucleares, térmicas, embalses, aerogeneradores, placas fotovoltaicas, etc. De estas formas, la más dañina para el planeta y la salud de las personas son las centrales térmicas. Centrales en las que se produce energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, como son el carbón, el fuelóleo o el gas mediante un ciclo termodinámico de agua/vapor.

En España, en la CCAA de las Islas Canarias, la generación de electricidad mediante centrales térmicas ha aportado históricamente un porcentaje al mix eléctrico muy superior al de cualquier otra CCAA del país, superando holgadamente el 90% del total de la producción eléctrica como se puede observar en la siguiente figura:

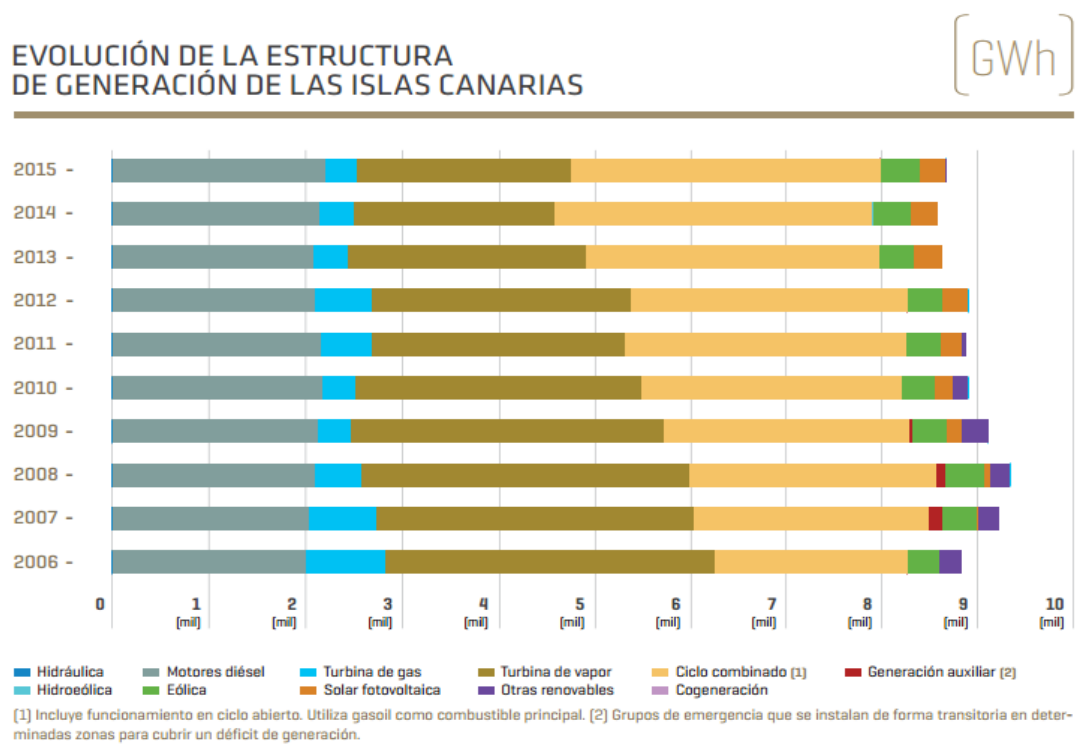


Figura 0.1 Evolución de la estructura de generación de las Islas Canarias (GWh) [1]

Pero esto no solo provoca la emisión de altas cantidades de gases de efecto invernadero si no que también provoca que el precio de producción de la electricidad en las Islas Canarias sea en torno a 3 veces superior al de la península. Es por estas dos razones de peso que se evidencia la necesidad de renovar el obsoleto sistema de generación de electricidad en las Islas Canarias.

En este proyecto nos centraremos en la renovación del sistema de generación eléctrico de la isla de La Gomera y Gran Canaria. En la primera el 99.2% de la energía eléctrica es generada por la central térmica El Palmar la cual utiliza diesel como combustible, en Gran Canaria, el mix eléctrico es más variado pero las centrales térmicas también generan más del 90% de la electricidad.

# 1. ENERGÍA ELÉCTRICA

El objetivo de este capítulo es conocer cuáles son los distintos métodos existentes para la generación de energía eléctrica, tales como la combustión de combustibles fósiles o las energías renovables. También se analizan las tendencias en cuanto a nuevos sistemas de generación y niveles de consumo de energía para así poder entender que sistemas son más favorables para el futuro de nuestro país, más en concreto, para el archipiélago canario.

## 1.1 Energía eléctrica mundial

Entre 1974 y 2014, la producción mundial bruta de electricidad aumentó de 6.287 TWh a 23.815 TWh (Figura 1.1), lo que supone un crecimiento anual del 3,4%. Este crecimiento ha sido positivo por quinto año consecutivo después de la crisis económica en los países de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) que causó una visible disminución de la producción mundial entre 2008 y 2009 [2].

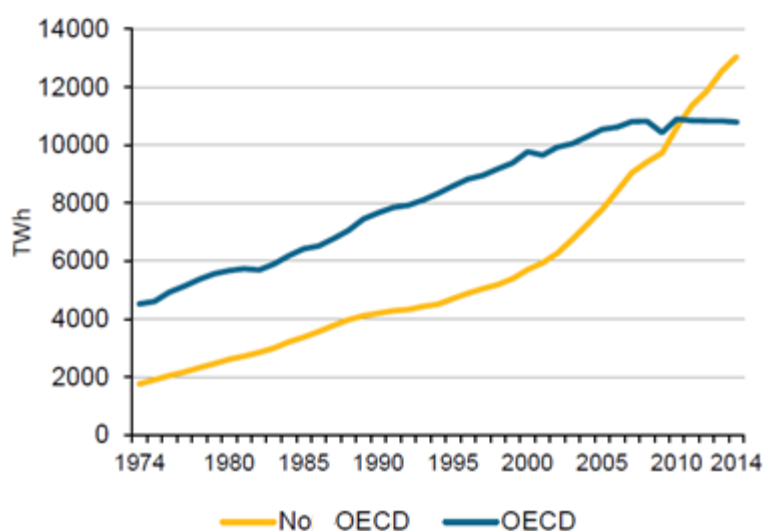


Figura 1.1 Histórico de la producción total bruta de electricidad mundial. Adaptado de [2]

En 2014, dos terceras partes de la producción mundial de electricidad provenían de plantas que queman combustibles fósiles. Las plantas hidroeléctricas suministraron el 16,4% y las centrales nucleares el 10,6% (Figura 1.2).

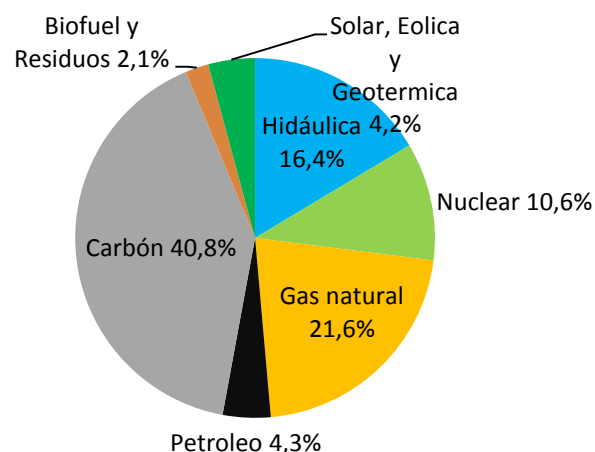


Figura 1.2 Distribución de la energía eléctrica total producida por fuente. Adaptado de [2]

### Producción de la OCDE

Se estima que la producción bruta de electricidad, en 2015, en la OCDE fue de 10.822 TWh. Esto representa una disminución del 0,2% con respecto a 2014. En los países miembros de la OCDE la generación de electricidad ha ido disminuyendo desde 2010. La producción total de electricidad de la OCDE en 2015 estuvo por debajo de su nivel de 2007. Entre 2014 y 2015, hubo una disminución en la producción de la electricidad a partir de combustibles fósiles, especialmente el carbón (-7,6%), y derivados del petróleo (-10,6%). La energía nuclear disminuyó ligeramente (-0,4%). Mientras que la electricidad procedente del gas natural (+ 7,2%), y fuentes renovables como el viento (+ 16,0%) aumentó considerablemente [2].

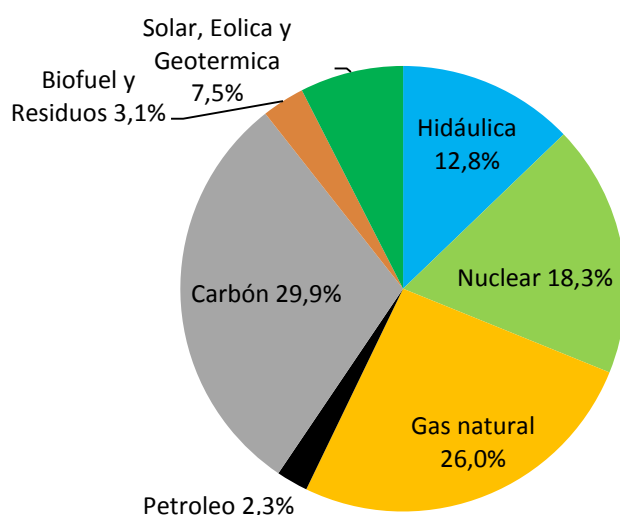


Figura 1.3 Distribución de la energía eléctrica total producida por fuente en los países miembros de la OCDE. Adaptado de [2]

## Producción fuera de la OCDE

Aunque las estadísticas completas no están disponibles para la producción de electricidad en todos los países no miembros de la OCDE para 2015, se dispone de datos completos para 2014. La electricidad bruta producida en 2014 en países no pertenecientes fue de 13.056 TWh, lo que supone un aumento del 4,2% con respecto al nivel de 2013. Contrasta con una disminución del 0,5% en la producción bruta de los países de la OCDE entre 2013 y 2014. En 2014, el 73% de la producción de electricidad no perteneciente a la OCDE fue generada a partir de combustibles fósiles, y el 1,3% de biocombustibles y desechos, el 19,1% fue suministrado por centrales hidroeléctricas, un 4,3% por centrales nucleares y un 2,3% por geotérmica, solar y eólica [1]. Estos datos se representan de forma esquemática en la siguiente figura:

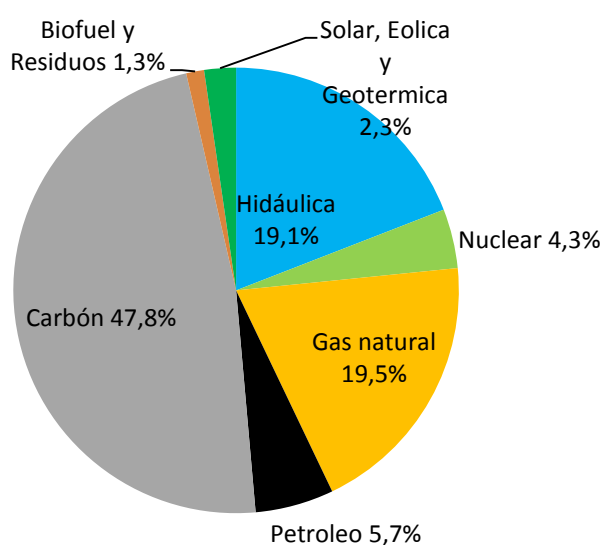


Figura 1.4 Distribución de la energía eléctrica total producida por fuente en los países no miembros de la OCDE. Adaptado de [2]

## 1.2 Energía eléctrica en España

El sector de la energía aporta el 3,6% del producto interior bruto y el 1,4% de los puestos de trabajo. En él se encuentra incluido el sector de la energía eléctrica, donde participan diversas empresas además del estado. Las grandes empresas se encargan de producirla, el estado de transportarla, y los usuarios la consumen.

La mayoría de la electricidad en España es generada por cinco empresas: Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP y E.ON.

La distribución es realizada por Red Eléctrica de España (R.E.E.). Gestionando la inyección de la electricidad desde las centrales a la red de transporte.

En la actualidad, España tiene una gran cantidad de potencia eléctrica instalada, unos 100.100 MW, distribuidos entre las distintas fuentes de generación de acuerdo con el siguiente gráfico que nos proporciona REE:

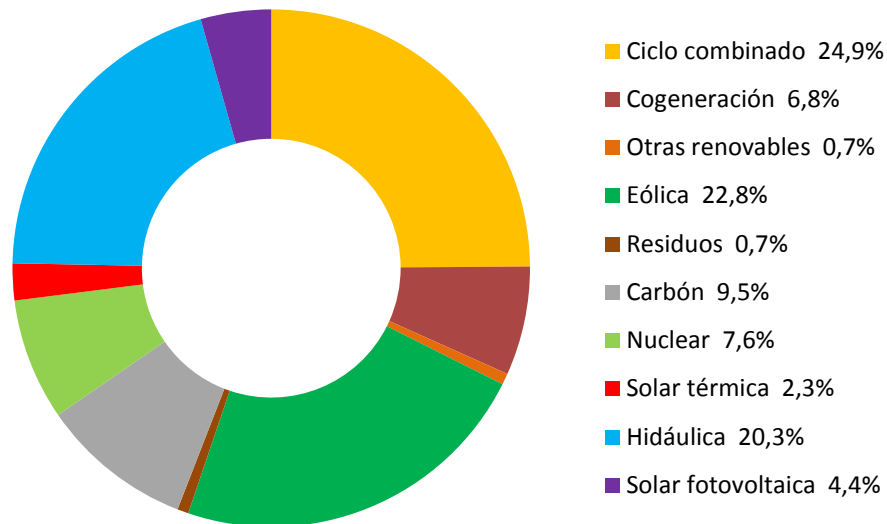


Figura 1.5 Estructura de la potencia instalada a 31 de octubre de 2016. Adaptado de [3]

Pero la potencia instalada y la energía producida son dos elementos distintos. Por ejemplo, una central de 50 MW de potencia funcionando durante tres horas al 90% de su potencia máxima, genera una cantidad de energía de:

$$50 \text{ MW} \cdot 0.9 \cdot 3h = 135 \text{ MWh}$$

Cuando una central eléctrica se encuentra parada, por motivos de ajuste a la demanda o por revisiones o reparaciones, esta no produce energía, independientemente de la potencia de la misma. Entonces lo realmente importante es conocer la energía producida por cada sistema de generación y no la potencia instalada. En el mes de octubre de 2016, la generación de electricidad según su fuente fue la siguiente:

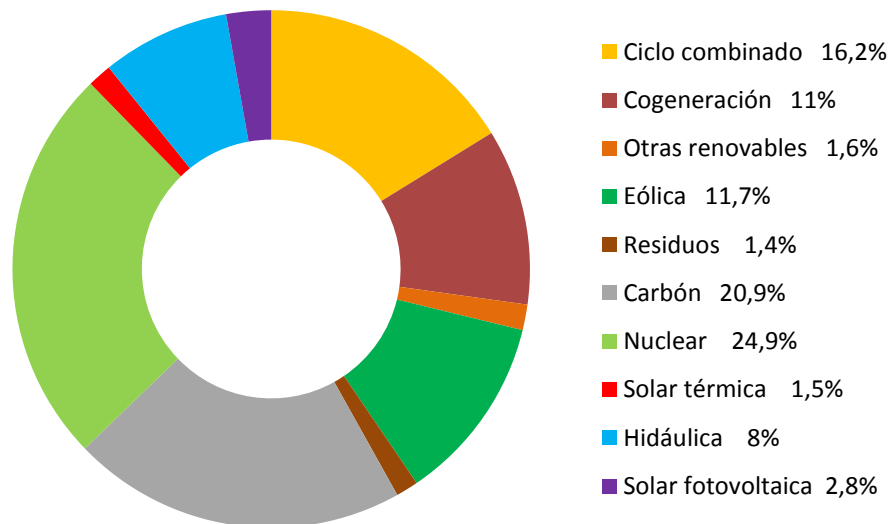


Figura 1.6 Estructura de la generación. Octubre de 2016. Adaptado de [3]

Durante octubre gran parte de la de la energía eléctrica generada provenía de los combustible fósiles (48.1%). De los cuales el ciclo combinado solo produjo el 16.2% a pesar de la alta potencia instalada. Esto se debe principalmente a que esta tecnología es principalmente usada cuando escasea la generación mediante renovables.

Sin embargo, hay otras tecnologías como la nuclear que se encuentran en la situación opuesta. Con tan solo el 7,6% de la potencia instalada las centrales nucleares produjeron cerca del 25% de la electricidad.

En cuanto a las renovables, requieren una mayor potencia instalada para generar la misma energía que una central térmica convencional debido a que estas no funcionan de forma continua. La potencia generada depende de factores externos al control humano.

En términos anuales, la cobertura de la demanda se ajusta al siguiente gráfico:

### COBERTURA DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGIA ELÉCTRICA PENINSULAR

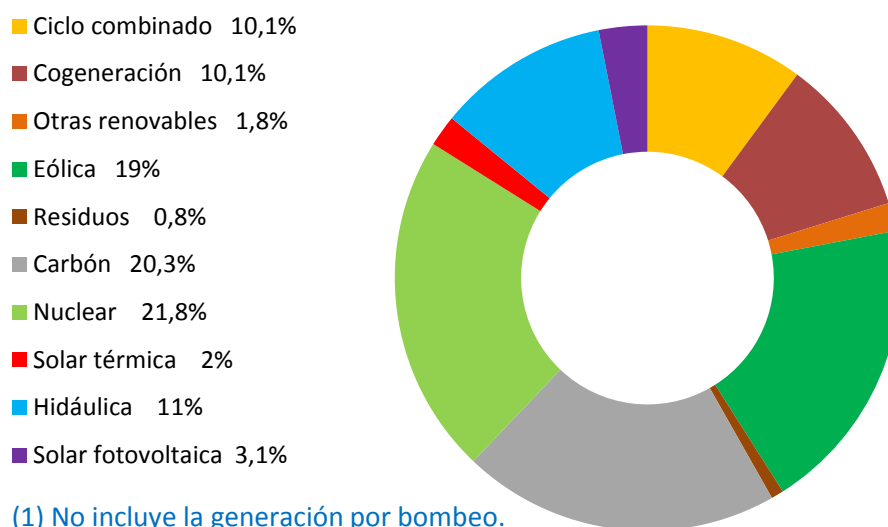


Figura 1.7 Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular. Adaptado de [1]

Según los datos de REE el consumo pico de potencia en España está en torno a los 40.000 MW, lo cual es muy inferior a los 100.100 MW instalados. Este sobredimensionamiento es necesario para poder garantizar la estabilidad de la red y la correcta integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. Una red con la potencia justa instalada corre el peligro de dejar de funcionar en cualquier momento debido a alguna sobrecarga momentánea [4].

## 1.3 Energía eléctrica en las Islas Canarias

La red de transporte en Canarias es de 66 kV o superior. (Red de transporte: transporte de electricidad por una red de alta tensión con el fin de suministrar a clientes finales o distribuidores).

En cuanto a la generación de la electricidad, se presentan a continuación una serie de tablas en las que se especifica de que fuente de generación proviene la energía eléctrica generada en las Islas Canarias, así como la potencia total generada. Es evidente que la gran mayoría de la energía proviene de las centrales térmicas, en cuanto a las energías renovables se refiere destacan la eólica y la solar. (Datos correspondientes al año 2011).



POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA EN CANARIAS (MW)		
Origen Térmico	Centrales térmicas	2.786,9
	Refinería	25,9
	Cogeneración	64,1
	<b>Total</b>	<b>2.876,9</b>
Origen Renovable	Eólica	143,9
	Fotovoltaica (*)	152,9
	Minihidráulica	2,0
	Biomasa	1,6
	<b>Total</b>	<b>300,4</b>
<b>TOTAL CANARIAS</b>		<b>3.177,3</b>

Figura 1.8 Potencia eléctrica instalada en la Comunidad Autónoma. [5]

POTENCIA INSTALADA (MW)	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Origen térmico	1.138,70	1.196,20	213,90	187,00	105,30	22,90	13,00
Origen renovable	113,053	136,756	15,243	23,764	11,098	0,369	0,134
<b>Total</b>	<b>1.251,75</b>	<b>1.332,96</b>	<b>229,14</b>	<b>210,76</b>	<b>116,40</b>	<b>23,27</b>	<b>13,13</b>

Figura 1.9 Potencia eléctrica instalada en cada isla. [5]

Son especialmente llamativos los casos de la isla de El Hierro y La Gomera, en los que la generación de energía eléctrica mediante energías renovables no alcanza tan siquiera el 1% (Ver figura 1.10). Sin embargo, en la actualidad, esto ha cambiado drásticamente en la isla de El Hierro, donde a partir de la construcción de la central hidroeléctrica de Gorona del Viento en el año 2014, el porcentaje de contribución de energía eléctrica procedente de fuentes renovables alcanza el 40%.

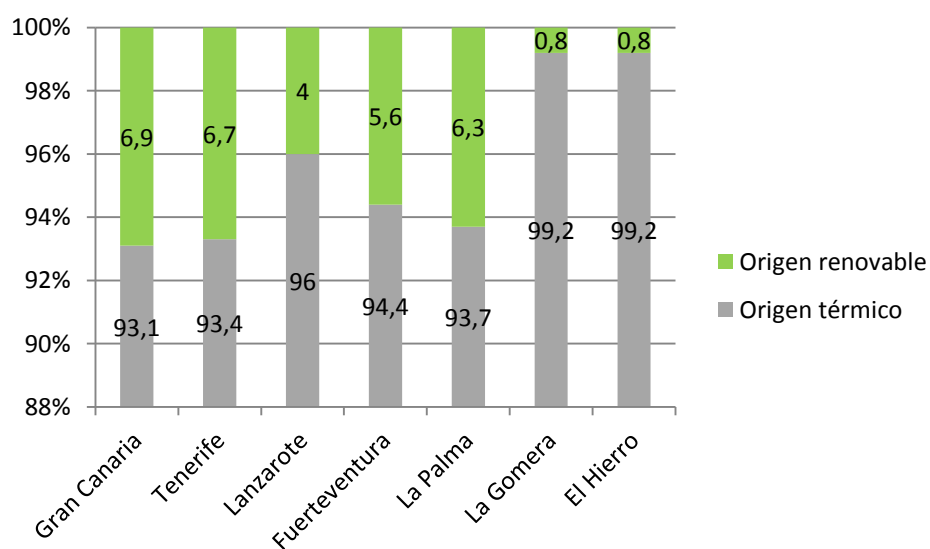


Figura 1.10 Porcentaje de contribución de energía térmica frente a renovable en cada isla en el año 2011. Adaptado de [5]

## 1.4 Energía eléctrica en La Gomera

En la isla de La Gomera, la energía eléctrica es generada principalmente por la central térmica El Palmar, que consta de 10 motores diesel con una potencia total de 22,86 MW (Ver figura 1.11).

LA GOMERA

C.T. El Palmar




Imagen: ENDESA

Tecnología	Nº	Pot. Bruta unitaria (kW)	Pot. Bruta total (kW)
Motor Diesel	2	3.500	7.000
Motor Diesel	2	2.850	5.700
Motor Diesel	2	2.240	4.480
Motor Diesel	2	1.600	3.200
Motor Diesel	1	1.460	1.460
Motor Diesel	1	1.020	1.020
TOTAL			22.860

Figura 1.11 Desglose de la potencia generada en la central térmica El Palmar.[5]

Fue construida en 1986, inicialmente solo funcionaban dos motores que sumaban una potencia de 3,2 MW. Ya en 1988 se instalaron otros dos motores que proporcionan a la planta 4,5 MW adicionales. Finalmente en el año 1996 y el año 2000 comenzaron a funcionar otros dos grupos diesel de 2,85 MW cada uno, lo que hacía un total de 13,4 MW. La central cuenta también con dos grupos diésel móviles que comenzaron a operar en 1995 y 1999 respectivamente (Total: 15,9 MW). Los dos últimos grupos diésel se pusieron en marcha en 2005 y cuentan con una potencia de 3,49 MW cada uno, llegando así a los 22,86 MW de potencia actual.

Además, en la isla, existen dos turbinas eólicas onshore situadas en el parque eólico Epina, modelo MADE AE-23. Cada una cuenta con una potencia de 180 kW y un diámetro de 23 metros. Estas turbinas son uno de los modelos de menor potencia y más antiguos de la marca MADE, como se puede observar en este gráfico:

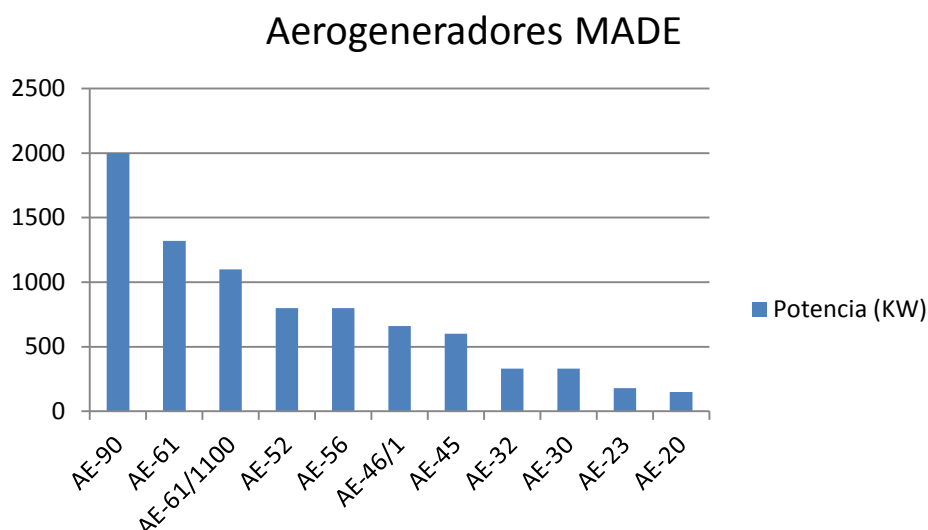


Figura 1.12 Potencia de los distintos modelos de aerogenerador de la compañía MADE. Adaptado de [6]

## 1.5 Energía eléctrica en Gran Canaria

El consumo pico de potencia eléctrica en la isla de Gran Canaria se sitúa en unos 520 MW, esta energía es generada a través de distintas fuentes. Para cubrir dicha demanda existe en la isla una potencia total instalada de 1.150 MW que se distribuye según se indica en la tabla:

Fuentes de energía primaria	Potencia (MW)
Centrales térmicas	1000,6
Cogeneración	24,9
<b>Total derivados del petróleo</b>	<b>1025,9</b>
Eólica	85,9
Fotovoltaica	39,3
<b>Total fuentes renovables</b>	<b>125,2</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1150,7</b>

Figura 1.13 Configuración del parque de generación de cada isla según potencia eléctrica, año 2014. Adaptado de [7]

Y la participación de cada una de estas formas de generación en el consumo energético en el año 2014 fue la siguiente:

Fuentes de energía primaria	Potencia (MWh)
Centrales térmicas	3.246.125
Cogeneración	0
Total derivados del petróleo	3.246.125
Eólica	244.055
Fotovoltaica	58.138
Total fuentes renovables	302.193
<b>TOTAL</b>	<b>3.548.318</b>
<b>Térmicas</b>	<b>91,50%</b>
<b>Renovables</b>	<b>8,50%</b>

Figura 1.14 Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el año 2014. Participación de las distintas fuentes y tecnologías en términos de energía bruta. Adaptado de [7]

En cuanto a los grupos térmicos, están distribuidos en las centrales de Jinamar y Barranco de Tirajana las cuales cuentan con la siguiente tecnología:

GRAN CANARIA			
<b>C.T. Jinamar</b>			
			
Imagen: ITC			
Tecnología	Nº	Pot. Bruta unitaria (kW)	Pot. Bruta total (kW)
Turbina Vapor	2	60.000	120.000
Turbina Vapor	2	40.000	80.000
Turbina Vapor	1	33.150	33.150
Motor Diesel	2	24.000	48.000
Motor Diesel	3	12.000	36.000
Turbina Gas	2	37.500	75.000
Turbina Gas	1	23.450	23.450
<b>TOTAL</b>			<b>415.600</b>
<b>C.T. Barranco de Tirajana</b>			
			
Imagen: Libro Energía. 2007.			
Tecnología	Nº	Pot. Bruta unitaria (kW)	Pot. Bruta total (kW)
Turbina Vapor	2	80.000	160.000
Turbina Gas	2	37.500	75.000
Turbina Gas (CC1)	2	75.500	150.000
Turbina Vapor (CC1)	1	79.650	79.650
Turbina Gas (CC2)	2	75.500	151.000
Turbina Vapor (CC2)	1	82.500	82.500
<b>TOTAL</b>			<b>698.150</b>

Figura 1.15 Desglose de la potencia generada en las centrales térmicas de Gran Canaria [5]

## 1.6 Conclusión del capítulo

Si se compara el porcentaje de energía eléctrica generada en las Islas Canarias mediante combustibles fósiles con la península, los países miembros de la OCDE y los países no miembros, se puede observar que los niveles de consumo de combustibles fósiles frente a otras fuentes en el archipiélago canario son muy elevados.

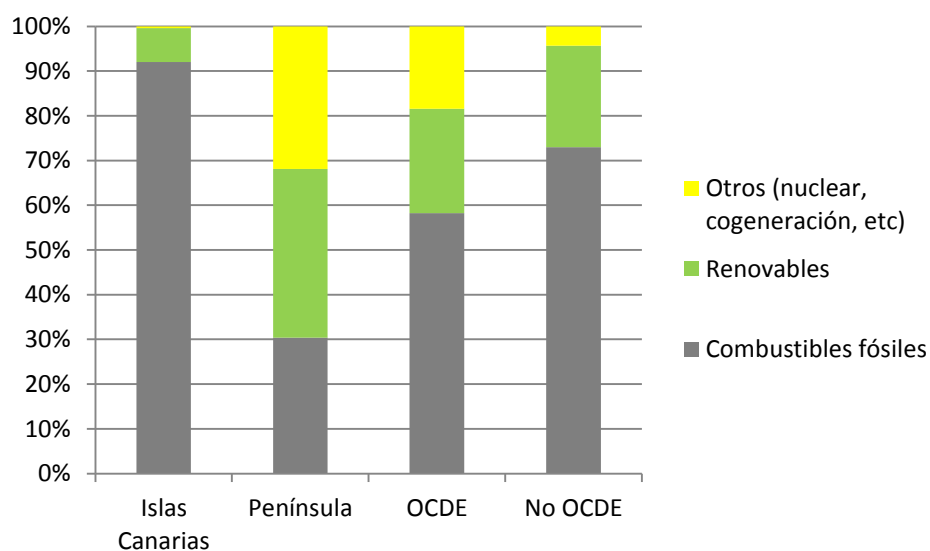


Figura 1.16 Porcentaje de energía eléctrica generada con las distintas fuentes

## 2. ENERGÍAS RENOVABLES

En este apartado se describen las principales fuentes de energía renovable y se da una breve descripción de las mismas, haciendo especial hincapié en la energía eólica e hidráulica.

Las energías renovables son fuentes de energía no contaminantes, no se agotan y los avances tecnológicos hacen que sean progresivamente más económicas a diferencia de la energía procedente de combustibles fósiles que cada vez es más cara debido al aumento del precio del petróleo.

Según estadísticas de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) las energías renovables representan cerca de la mitad de la nueva capacidad de generación eléctrica instalada en 2014, lo cual evidencia el cambio que se está llevando a cabo en los métodos de generación eléctrica.

Desde la AIE se prevé un aumento del 70% en la demanda mundial de electricidad hasta 2040, cuando se espera que las energías renovables aporten hasta el 24% de la energía consumida frente al 14% actual.

**Distribución de la producción de energía mundial en 2014**

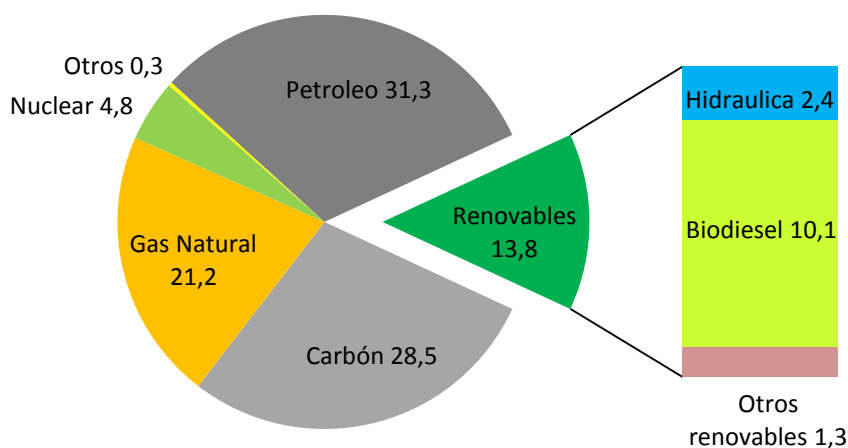


Figura 2.1 Combustible en el suministro total de energía primaria mundial en 2014. Adaptado de [9]

En diciembre de 2015, tuvo lugar el "Acuerdo de París", en el cual hasta 195 países aprobaron una serie de medidas para duplicar la instalación de sistemas de generación eléctrica libres de emisiones en los próximos 15 años. Dicho acuerdo se hará efectivo en 2020 y establece por primera vez un objetivo global vinculante, por el que los países

firmantes se comprometen a reducir sus emisiones de modo que el aumento de la temperatura media del planeta a final del siglo XXI quede por debajo de los dos grados con respecto a niveles preindustriales, el valor por encima del cual el cambio climático tiene efectos más dañinos y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C.

Estos cambios en la forma de generación eléctrica son muy positivos ya que reducen la dependencia energética de los combustibles fósiles y de los países exportadores de éstos. En cada país existen distintas fuentes de energía renovable que pueden ser aprovechadas para generar energía limpia [8].

Además, las principales tecnologías renovables, como la eólica y la solar fotovoltaica, están reduciendo rápidamente sus costes, de forma que ya son altamente competitivas con las convencionales en un número creciente de emplazamientos.

Las principales fuentes de energía renovable son:

## 2.1 Biomasa y biogás

La energía que se extrae de la materia orgánica como las plantas, los desechos animales y los residuos urbanos se conoce como biomasa. Es una fuente de energía renovable usada desde la prehistoria con el descubrimiento del fuego.

Típicamente la biomasa es consumida mediante combustión directa, pero existen otros métodos tecnológicamente más avanzados para extraer su energía de forma más limpia y eficiente transformándola, por ejemplo, en combustibles líquidos o gaseosos, los cuales son más convenientes y eficientes. Aparte de la combustión directa, existen otros dos tipos de procesos: el termoquímico y el bioquímico.

En economías centradas en el sector primario, el uso apropiado de la biomasa es una gran alternativa para reducir los costes energéticos, además, es una solución para los problemas higiénico-ambientales.

Actualmente, en los países industrializados la biomasa supone tan solo el 3% del consumo de energía primaria. Sin embargo, gran parte de la población rural en los países subdesarrollados que representan cerca de la mitad de la población mundial, aún dependen de la biomasa tradicional, principalmente de leña, como fuente de energía primaria.

El biogás es un gas que resulta de la descomposición anaerobia (en un medio sin oxígeno) de restos orgánicos, su composición es de un 60% CH<sub>4</sub> (metano) y un 40% CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono). Su combustión se realiza a 700°C y la llama llega hasta los 870°C

Para que el biogás pueda ser utilizado como cualquier otro combustible convencional las concentraciones de  $\text{CH}_4$  deben superar el 50% [10].

## 2.2 Energía solar

Es la energía que se obtiene del Sol donde se produce la fusión de hidrógeno a helio. La constante solar es la cantidad de energía que el Sol deposita por unidad de área terrestre expuesta a la luz solar y es aproximadamente  $1368 \text{ W/m}^2$ . La energía solar actualmente se aprovecha mediante placas solares térmicas y fotovoltaicas.

### Placas solares térmicas

Las placas solares térmicas son un tipo especial de intercambiadores de calor que transforman la energía solar en calor. El calor se genera mediante la absorción de los rayos solares a través de una malla metálica. Esta es la parte más importante del colector solar. La placa posee un sistema de tuberías relleno de un conductor de calor, normalmente agua, que transporta el calor directamente al depósito de agua caliente.

### Células solares fotovoltaicas

Las células solares fotovoltaicas están compuestas de silicio de alta pureza con una calidad cristalina tan alta como para hacer que los átomos de silicio formen una red cristalina estable.

Si la célula solar está expuesta a la luz, los fotones son absorbidos por los electrones. Este aporte de energía rompe los enlaces de los electrones. Estos son liberados y circulan a través del campo eléctrico. Este proceso, en su conjunto, se llama el efecto fotovoltaico [11].

La producción de electricidad en las Islas Canarias mediante esta tecnología, tiene un peso importante en el mix eléctrico. Esto es debido al gran potencial de radiación solar presente en las islas. En el mes de octubre de 2016 suponía el 6% del total de la potencia eléctrica instalada en las Islas Canarias según informes de REE, situándose por encima de la potencia eólica instalada que cuenta con el 5,5% del total. No obstante, esta fuente de energía no se considera interesante para este proyecto por ocupar gran cantidad de terreno y tener un coste superior al de la eólica.



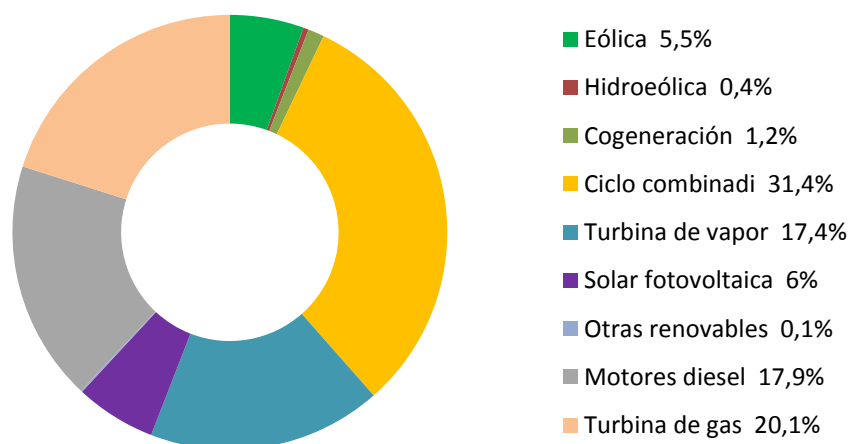


Figura 2.2 Estructura de potencia instalada. Islas Canarias a 31 de octubre de 2016. Adaptado de [3]

## 2.3 Energía geotérmica

La energía geotérmica es una de las fuentes de energía renovable menos conocidas. Se encuentra almacenada bajo la corteza terrestre en forma de calor y está vinculada a volcanes, aguas termales, fumarolas y géiseres.

A diferencia del resto de energías renovables cuyo origen es la radiación solar, ya sea de forma directa como la solar térmica y fotovoltaica o de forma indirecta como la eólica, hidroeléctrica y biomasa, la energía geotérmica proviene del calor interior de la Tierra.

Por tanto, la energía geotérmica es, básicamente, la energía calorífica que la Tierra transmite desde sus capas internas hacia las externas por medio de la convección natural.

Los recursos geotérmicos de alta temperatura (Por encima de los 100°C) se aprovechan principalmente para la producción de electricidad, como en el caso de Islandia donde el 66% de la electricidad se genera mediante energía geotérmica. En el caso de temperaturas inferiores a los 100°C puede hacerse un aprovechamiento directo para sistemas de climatización.

La energía geotérmica es una forma, de aprovechamiento energético sostenible con presente y futuro, tanto desde el punto de vista de aprovisionamiento energético de elevadas garantías, como desde el punto de vista térmico, como alternativa de alta eficiencia energética frente a los sistemas convencionales de calefacción y refrigeración [12].

## 2.4 Energía mareomotriz

Es la energía que se obtiene de las mareas. Se basa en aprovechar el ascenso y descenso del agua del mar producido por la acción gravitatoria del Sol y la Luna, aunque sólo en aquellos puntos de la costa en los que la mar alta y la baja difieren más de cinco metros de altura es rentable instalar una central mareomotriz. Un proyecto de una central mareomotriz está basado en el almacenamiento de agua en un embalse que se forma al construir un dique con unas compuertas que permiten la entrada de agua para la generación eléctrica.

## 2.5 LA ENERGÍA EÓLICA

En este apartado se describe la energía eólica desde sus orígenes hasta las formas actuales de aprovechamiento distinguiendo entre eólica onshore y offshore. También se menciona su repercusión en el mix energético actual y el ahorro de emisiones de gases contaminantes que supone el uso de este tipo de tecnología.

### 2.5.1 Antecedentes históricos

La energía eólica es una de las primeras energías renovables de la cual se tiene constancia de su uso. Esta se ha utilizado desde la antigüedad, por ejemplo, en la navegación, para mover los barcos de vela o en la agricultura para hacer girar las aspas de los molinos de viento que muelen cereales.

Los primeros molinos de viento de los que se tiene constancia fueron construidos en Afganistán, en el siglo VII. Estos molinos usaban un eje vertical con palas rectangulares. Poseían entre 6 y 8 palas cubiertas con telas que servían para moler trigo o extraer agua.

En Europa los molinos de viento no aparecieron hasta el siglo XII. Los países pioneros fueron Francia e Inglaterra. El molino de torre se desarrolló en Francia a lo largo del siglo XIV. Consistía en una torre de piedra que en su parte más alta poseía una estructura rotativa de madera sobre la que descansaba el eje del molino y sus aspas.

Típicamente estos molinos poseían un eje horizontal en su parte superior que sobresalía de la torre. De este eje partían de cuatro a ocho aspas, con una longitud de entre 3 y 9 metros. Las aspas de madera se cubrían con telas. La energía generada por el giro del eje se transfería, a través de un sistema de engranajes, a la maquinaria del molino situada en la parte inferior de la estructura.

Los molinos de eje horizontal fueron ampliamente usados en Europa Occidental para moler trigo y otros cereales desde la década de 1180 en adelante.

En Estados Unidos, el desarrollo de molinos de bombeo, característicos por sus múltiples álabes metálicos, fue el factor principal que permitió la agricultura y la ganadería, ya que sin ellos no hubiera sido posible debido a la falta de un acceso fácil al agua.

No fue hasta 1980 cuando los molinos eólicos fueron enfocados a la generación de electricidad.

## 2.5.2 La energía eólica en la actualidad

La energía eólica es utilizada principalmente para generar electricidad a través de la fuerza del viento, mediante el aprovechamiento de la energía cinética producida por efecto de las corrientes de aire. Se trata de una fuente de energía libre de emisiones contaminantes e inagotable por lo que contribuye a preservar el medioambiente.

Los aerogeneradores suelen agruparse en parques eólicos con el fin de lograr un mejor aprovechamiento de la energía, reducir el impacto ambiental y facilitar las tareas de control y mantenimiento. Generalmente los aerogeneradores tienen una vida útil de aproximadamente veinte años.

En términos globales, la energía eólica instalada en el mundo creció un 17% en 2015 (Ver figura 2.3), hasta situarse en 432.419 MW (Ver figura 2.4) lo que representa casi el 5% de la producción mundial de electricidad, según datos del Global Wind Energy Council (GWEC). China, Estados Unidos, Alemania, India y España por ese orden, son los países que más energía eléctrica generan a través de la eólica a nivel mundial.

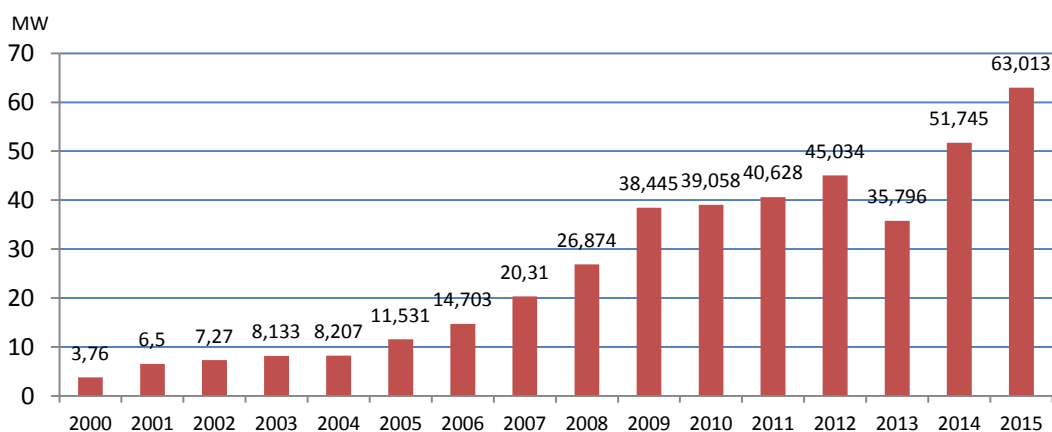


Figura 2.3 Potencia eólica anual instalada en el mundo desde el año 2000 al 2015. Adaptado de [13]

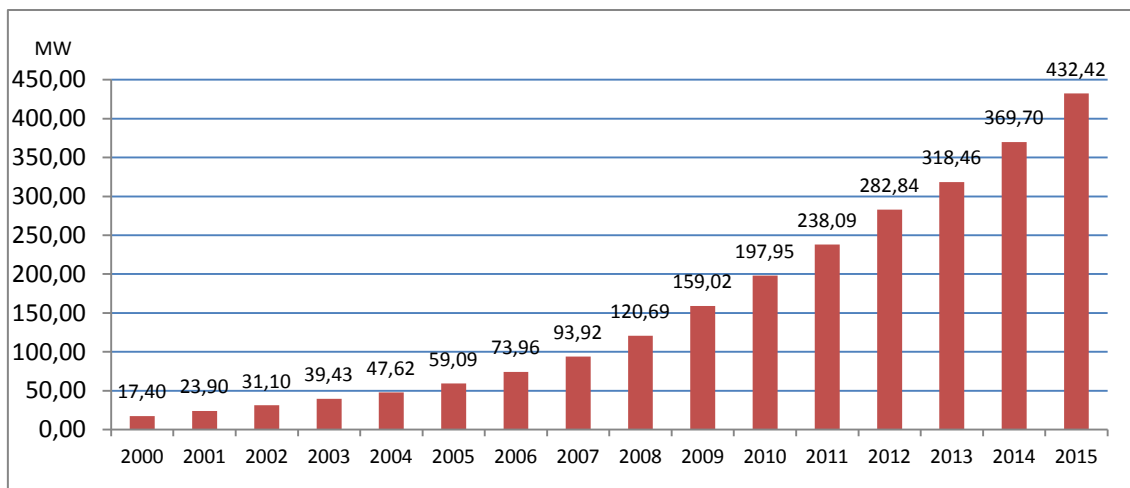


Figura 2.4 Potencia eólica anual instalada acumulada en el mundo desde el año 2000 al 2015. Adaptado de [13]

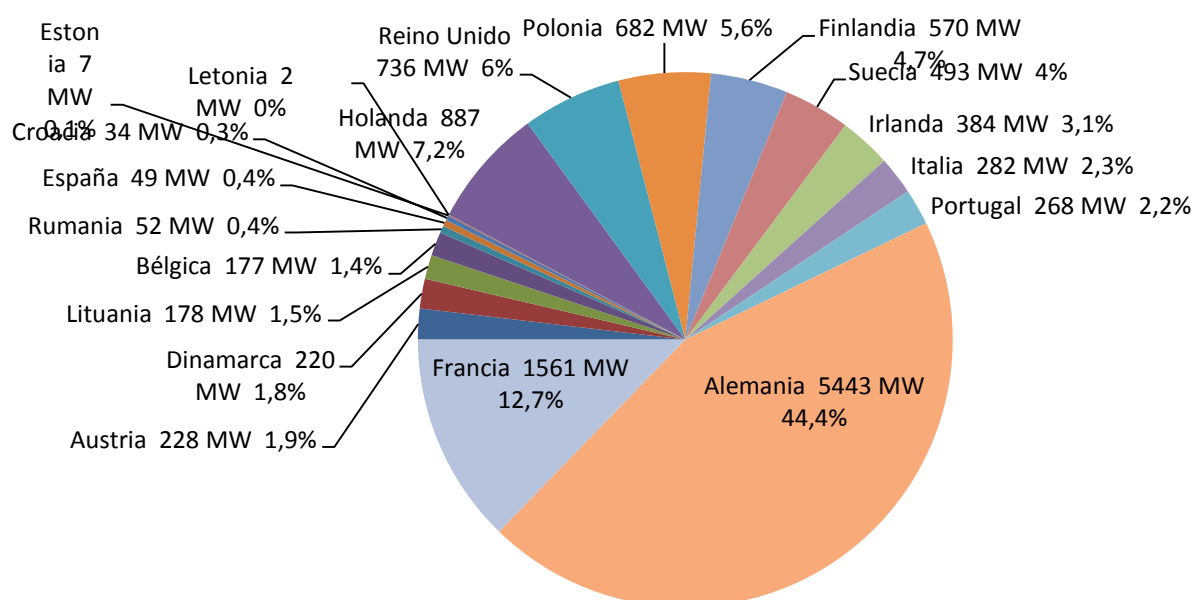


Figura 2.5 Reparto de nueva potencia eólica instalada de los países de la UE a 31/12/2016 Total 12.500 MW. Adaptado de [14]

## 2.5.3 La eólica como apuesta estratégica para España

España depende energéticamente en su mayoría de las importaciones. Cerca del 80% de la energía primaria que es utilizada proviene de otros países, generalmente, de los combustibles fósiles. El sector de la energía eólica actualmente genera el 20% de la electricidad consumida en el país. Gracias a ello se evita la importación de

combustibles fósiles por un valor aproximado de 1.940 M€ al año. El sector eólico español cuenta con empresas líderes mundiales como Gamesa y con pequeñas y medianas empresas fuertes en toda la cadena de suministro. Gracias al sector eólico, España puede cumplir los objetivos europeos de consumo de energía renovable en 2020. Cada kWh producido con energía eólica tiene un impacto sobre el medioambiente 20 veces menor que el kWh producido por el petróleo, 10 veces menor que el de la energía nuclear y 5 veces menor que el del gas natural [13]. Los objetivos del pacto denominado 20/20/20 son para 2020 con respecto a las cifras de 1990 y son los siguientes:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%
- Ahorrar el 20% del consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética.
- El 20% de la energía primaria consumida ha de proceder de fuentes renovables

El objetivo de este pacto es que los países europeos avancen por la vía de un futuro sostenible energéticamente, donde se generen menos emisiones de CO<sub>2</sub> y el consumo de energía sea más eficiente.

## 2.5.4 Factores económicos

El sector eólico emplea a 22.460 personas en España. Impulsa la economía de las comunidades rurales en las que se instala (crea empleo, favorece las compras a proveedores locales y la demanda de servicios).

España es el séptimo país del mundo en patentes eólicas: el sector realiza una inversión de alrededor de 85,5 millones de euros al año en I+D. El sector de la energía eólica aporta al PIB 2.731 M€ y sus exportaciones se cifran en 2.141 M€.

La eólica es la tecnología más económica del régimen especial (Energía eléctrica procedente del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, eólica, solar y cogeneración). Es la que está más próxima a ser rentable sin subvenciones. Disminuye los precios de la electricidad al sustituir tecnologías de combustión más caras en el mercado. La eólica provoca un ahorro medio de 1,01 €/mes a cada vivienda en España y de 1.170 €/mes a cada consumidor industrial [13].

## 2.5.5 Consideraciones generales de la energía eólica

1. Desarrollo sostenible: es aquel que satisface las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras. En el ámbito energético, un desarrollo sostenible implica la consideración de:

- Disponibilidad de recursos existentes

- Estado actual de la tecnología
- Capacidad de absorber las consecuencias y modificaciones de los procesos, por parte de la biosfera.

Sin duda la energía eólica es un claro ejemplo de desarrollo sostenible ya que aprovecha un recurso no contaminante e inagotable como es el viento.

2. Condicionantes de las Energías Renovables: Las condiciones previas, necesarias y suficientes para que un sector energético forme parte de la oferta son:

- Madurez tecnológica, industrial y comercial
- Disponibilidad y recursos
- Competitividad económica

La energía eólica es una tecnología usada desde la antigüedad, su funcionamiento es ampliamente conocido. El viento está presente en todas las partes del planeta y en la última década sus costes de generación han disminuido de forma notoria lo que genera una fuerte competencia con el resto de formas de generación eléctrica.

3. Consideraciones Medioambientales: La generación de energía eléctrica mediante aerogeneradores supone un efecto muy positivo que queda reflejado en sus nulos niveles de emisiones de gases contaminantes como el dióxido de azufre, partículas en suspensión producidas por los motores diesel o la emisión de CO<sub>2</sub>, que en este caso es inexistente. Hay que tener en cuenta que, actualmente, el problema ambiental más difícil de resolver es precisamente la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Hoy en día ya existe tecnología para reducir los niveles de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, pero no existe tecnología para reducir los de CO<sub>2</sub>. En Europa, aproximadamente un tercio de las emisiones de CO<sub>2</sub> son causadas por la generación de electricidad.

4. Efectos en el entorno: Las principales alteraciones que se dan como consecuencia de la instalación de turbinas eólicas son:

- Impacto sobre las aves
- Impacto visual
- Ruido
- Erosión

5. Impacto sobre la Avifauna: Los estudios realizados determinan que este impacto es muy pequeño frente al producido por causas naturales. En este sentido debe resaltarse que la mortalidad de las aves, fundamentalmente planeadoras, se produce por colisión y por electrocución, siendo esta última causa, la más importante. Exceptuando las aves planeadoras, el peligro de choque en el caso de la avifauna es relativamente bajo, ya que los pájaros aprenden a evitar los obstáculos existentes en su propio territorio. La colisión no suele producirse contra los aerogeneradores, ya que

las aves se acostumbran rápidamente a ellos y a su movimiento. Incluso las aves migratorias desvían su trayectoria cuando el parque eólico se encuentra en la dirección de su vuelo. El peligro significativo de un parque eólico es muy pequeño en comparación con otras causas de muertes de aves, como tendidos eléctricos o carreteras.

6. Impacto visual: Es el impacto menos cuantificable y menos investigado en relación con otra clase de disturbios medioambientales. El impacto visual de estas instalaciones depende de criterios fundamentalmente subjetivos. Los elementos característicos de una instalación eólica que producen este tipo de impacto son: aerogeneradores, casetas, líneas eléctricas y los accesos a la instalación. Los aerogeneradores suelen minimizar su impacto mediante colores y formas atractivas. La edificación suele construirse en una zona no muy visible y se asemejan a las edificaciones de la zona en cuanto al color y a las formas. Los accesos minimizan su impacto evitando al máximo posible el movimiento de tierras necesario y recuperando inmediatamente la vegetación afectada.

7. Ruido: El origen del ruido en los aerogeneradores se debe a factores de tipo mecánico producidos por el tipo de multiplicador y generador, el ventilador del generador y los tratamientos superficiales, la calidad de los mecanizados, y factores de tipo aerodinámico producidos por la velocidad de giro del rotor, el material del que están fabricadas las palas, el espacio existente entre el larguero de las palas y su superficie aerodinámica, la velocidad del viento y la turbulencia del mismo. En España, teniendo en cuenta que los parques se hallan alejados de la población, no representa molestia real.

8. Impacto en la flora y erosión: La influencia es muy escasa, siendo los impactos de erosión producidos principalmente en la fase de construcción del parque. Los más importantes se deben al movimiento de tierras en la preparación de los accesos, mientras que otras causas de impacto suelen ser, aunque con menor intensidad, la realización de cimentaciones para los aerogeneradores y la construcción de edificios de control.

9. Impacto en el terreno: Los requerimientos de espacio de una instalación eólica son importantes, debido a que las turbinas tienen que colocarse siguiendo determinados parámetros, tanto en alineación como en separación, para minimizar los efectos de interferencia aerodinámica. Las infraestructuras de un parque eólico ocupan sólo el 1% del área mencionada, al contrario que, por ejemplo, la energía solar fotovoltaica. De hecho, los aerogeneradores sólo ocupan un 0,2% del terreno, mientras que el 0,8% restante tiene que ver con áreas de servicio y enlaces de carreteras. Por tanto, una vez terminadas las labores de construcción, un 99% de la tierra puede seguirse utilizando o permanecer como hábitat natural.

## 2.5.6 El futuro de la energía eólica

El bombeo aguas arriba en embalses y el vehículo eléctrico favorecerán un mejor y mayor uso de la eólica. La eólica offshore permite aprovechar el viento procedente del mar, que generalmente tiene mucha más energía al año que el viento en tierra. La energía eólica de media potencia y la minieólica cada vez están más desarrolladas. La repotenciación implica una mejora del aprovechamiento del espacio, permite maximizar la energía generada en buenos emplazamientos, mantiene un alto nivel tecnológico de los parques eólicos y disminuye el impacto ambiental [13].

## 2.5.7 Eólica offshore. Comparativa de eólica terrestre y marina. Análisis a nivel mundial.

Las instalaciones eólicas marinas, también conocidas como eólica offshore, aprovechan la energía del viento del mismo modo que las instalaciones eólicas de tierra (eólica onshore). Sin embargo, los parques eólicos marinos cuentan con turbinas que triplican la potencia de los actuales aerogeneradores terrestres. Para 2020 podría estar instalada una capacidad de 50.000 MW de energía eólica offshore en todo el mundo, lo cual equivale a 60 centrales nucleares. La energía eólica marina, a día de hoy, representa un 2% de la capacidad mundial instalada de producción eólica, según el Consejo Global de Energía Eólica (GWEC), que agrupa a empresas e instituciones del sector. Más del 90% se encuentra en el norte de Europa, donde casi 2.000 aerogeneradores están ya en funcionamiento.

El aprovechamiento de la energía eólica marina supone una serie de ventajas frente a la eólica terrestre:

En el mar existe un mejor recurso eólico. El viento allí presente es más laminar que el de tierra y con una velocidad más constante, ello implica un mejor aprovechamiento del recurso eólico y una mayor vida útil del aerogenerador. Las turbinas funcionan un gran número de horas equivalentes, unas 4.000 aproximadamente, cuando en un buen parque terrestre en España lo hacen poco más de 2.600 horas. Además, el medio marino presenta menores obstáculos que el terrestre, por lo que su factor de cortadura es más bajo, posibilitando menores alturas de buje.

Instalar parques eólicos en el mar tiene ventajas como la gran cantidad de espacio disponible, por lo que se pueden usar grandes áreas con instalaciones de elevada



potencia y el impacto de la instalación es menor, tanto visual (se hayan alejadas de la costa) como acústico.

Pero las instalaciones eólicas marinas también presentan una serie de desventajas frente a las terrestres:

Los costes de instalación offshore son, aproximadamente, el doble de la onshore. Esto se debe principalmente a un proceso de cimentación más complejo. En eólica terrestre se construye una zapata mientras que en eólica marina la cimentación más utilizada es el monopilote, que implica la penetración de un pilote en el lecho marino. La conexión eléctrica es más cara, pues es necesario contar con barcos especiales de cableado. Finalmente los costes de operación y mantenimiento son también elevados, debido a las particulares condiciones marinas.

Esta es una tecnología no totalmente madura (el primer parque eólico marino se instaló en Dinamarca en el año 1994), esto implica una menor fiabilidad y disponibilidad, existiendo una limitación en los recursos para su instalación (son necesarios barcos especiales de transporte, así como barcos grúas, no existiendo una oferta muy amplia en este aspecto).

Al estar en el entorno marino, la accesibilidad a los parques es menor, debido fundamentalmente a la meteorología adversa.

La operación y el mantenimiento son equivalentes a los de otras instalaciones de extracción de petróleo offshore. Dependiendo de la profundidad. Las más probadas son las estructuras tipo 'jacket', grandes armazones de acero que ya se emplean en el sector del petróleo, pero también se están considerando otras alternativas como el empleo de grandes estructuras de hormigón que se sumergen por gravedad. El Norte de Europa apuesta por su desarrollo. Reino Unido lidera claramente el desarrollo de esta industria, con más de la mitad de la capacidad mundial instalada en sus aguas.

Dentro de Europa, y tras el Reino Unido se encuentra Dinamarca con un 18% del total de potencia instalada en Europa y Bélgica con un 8%. Que las instalaciones offshore se encuentren mayoritariamente en estos países, muestra en qué mares se localizan los principales parques eólicos marinos. El 65% se encuentran en el mar del Norte, mientras que el resto se localizan en el Atlántico, 19%, y en el Báltico, 16%.

Según las estimaciones del gobierno británico, en 2020 la energía eólica offshore puede suministrar el 20% de la electricidad del país. Para ello, el Reino Unido está facilitando el desarrollo de hasta 30 GW de potencia en más de 25 parques marinos. Sus importaciones de petróleo y gas están reduciéndose y Escocia e Inglaterra ven esta industria como una alternativa.

Sin embargo, a pesar de los datos anteriores, países como Alemania u Holanda se encuentran a la cabeza en nuevos proyectos de construcción offshore, agrupando solo Alemania el 38% de los nuevos proyectos.

Fuera de Europa existe una tendencia creciente en la instalación de la eólica marina, fundamentalmente en Japón, EEUU o Canadá.

En términos de potencia instalada, la cifra actual (2014) ronda los 5.415 MW, de los cuales, como se ha mencionado anteriormente, la inmensa mayoría se encuentran en Europa [15].

## 2.5.8 Posibilidades de la energía offshore en España.

En cuanto a la situación en España, existe un potencial importante de este recurso. Se prevé que el primer parque eólico offshore sea construido en la isla de Gran Canaria, y cuente con 2 generadores que aportan un total de 10 MW de potencia. En el siguiente mapa se muestran las zonas marinas españolas y su velocidad media anual de viento.



Figura 2.6 Mapa eólico de España, velocidad media anual a 80m de altura (IDAE) [16]

Se pueden distinguir fundamentalmente cuatro zonas en las que sería interesante una instalación offshore futura:

En las Islas Canarias, donde se podría instalar, según estudios, hasta 20.000 MW, aunque tiene el inconveniente de poseer fondos marinos muy profundos por lo que sería necesaria una mayor inversión.

En el Golfo de Cádiz, con profundidades menores.

En determinadas zonas de la costa gallega.

En ciertas zonas de la costa mediterránea, aunque sus vientos son menos frecuentes e intensos [15].

## 2.6 LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

En este apartado se describen los usos que se le ha dado a lo largo de la historia a la energía hidráulica y como la tecnología para obtener energía de este medio ha ido avanzando a lo largo de los años hasta consolidarse como una de las fuentes de energía renovable más importante en el mundo. De entre las distintas tecnologías descritas en este apartado se seleccionará aquella que se adapte mejor al proyecto del sistema hidroeléctrico.

### 2.6.1 Antecedentes históricos

Desde la antigüedad las corrientes de agua han sido utilizadas con múltiples aplicaciones, como moler grano o triturar materiales con alto contenido en celulosa para la fabricación de papel, hecho que prueban los numerosos molinos de agua conservados en diferentes lugares del mundo.

Con la llegada de la Revolución Industrial se comienza la construcción de infraestructuras que usan la energía del agua para producir electricidad. La progresiva industrialización de Europa exigía una gran demanda de electricidad que fue cubierta, en gran medida, gracias a las centrales hidroeléctricas, ya que la extracción de carbón, no era lo suficientemente potente como para satisfacer las necesidades energéticas.

La primera central hidroeléctrica data de 1880. Fue construida en Northumberland, al norte de Inglaterra. En 1881 se empezó a utilizar la energía procedente de las cataratas del Niágara para proveer de electricidad al alumbrado público, y a finales de la década ya existían más de 200 centrales tan solo en Estados Unidos y Canadá.

Esta fuente de energía tuvo un rápido crecimiento debido al desarrollo técnico experimentado a finales del siglo XIX y principios del XX, especialmente en lo que se refiere a la invención del generador eléctrico y al perfeccionamiento de las turbinas hidráulicas [17].

### 2.6.2 La Energía Hidroeléctrica en la actualidad

La energía hidroeléctrica es una tecnología completamente madura, y se encuentra en uso en 159 países. Proporciona el 16,3% de la electricidad mundial (unos 3500 TWh en 2010), más que la energía nuclear (12,8%), dos veces más que el viento, solar, geotérmica y otras fuentes combinadas (3,6%), pero mucho menos que las plantas de combustibles fósiles (67,2%) como se puede comprobar en la figura 2.7.

La energía hidráulica es una energía renovable por lo tanto no se gasta, a diferencia de los combustibles fósiles o nucleares, tan sólo transforma la energía cinética y potencial

del agua en electricidad. También es una fuente de energía limpia, porque no contamina el aire ni genera residuos peligrosos. Dado que la energía hidráulica no produce CO<sub>2</sub>, no contribuye al calentamiento global [18].

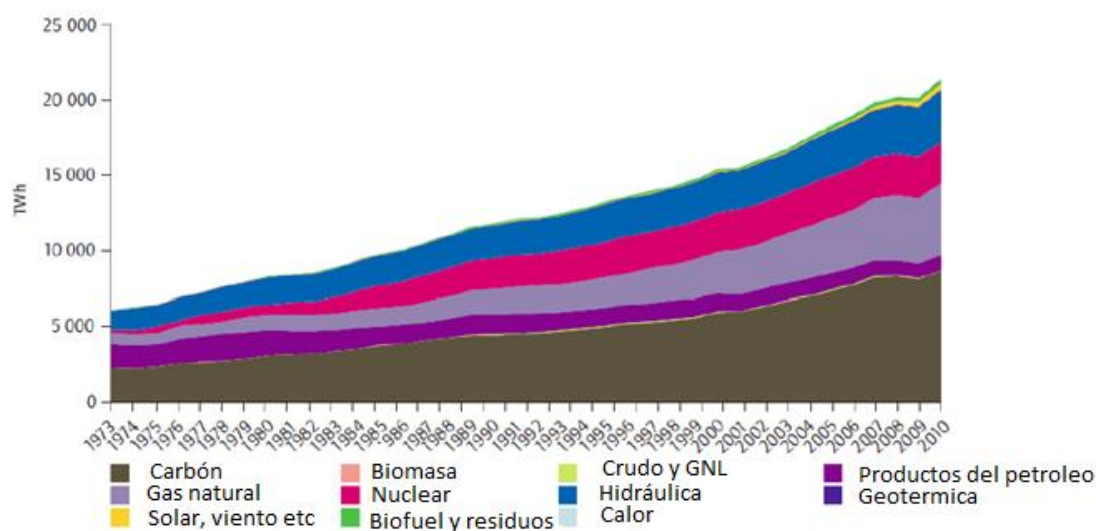


Figura 2.7 Generación global de electricidad por combustible de 1973 a 2010. Adaptado de [9]

La hoja de ruta tecnológica de la IEA para la energía hidráulica, desarrollada en cooperación con el Ministerio de Minas y Energía de Brasil, informa que las economías emergentes tienen el potencial de duplicar la producción hidroeléctrica para 2050, evitando la emisión de hasta 3 mil millones de toneladas de CO<sub>2</sub> anualmente y fomentando el desarrollo social y económico.

La energía hidroeléctrica es generada por las turbinas que son impulsadas por un flujo de agua. Este agua proviene de ríos o de instalaciones artificiales y fluye de un depósito de alto nivel a través de un conducto a otro depósito de nivel menor, convirtiendo así su energía mecánica en electricidad.

Varios países generan la mayoría de la electricidad que consumen mediante esta tecnología, como se puede observar en la siguiente tabla:

Contribución de Energía Hidráulica	Países	Generación Hidráulica (TWh)
100%	Albania, República democrática del Congo, Mozambique, Nepal, <b>Paraguay</b> , Tayikistán, Zambia	54
>90%	<b>Noruega</b>	126
>80%	Brasil, Etiopia, Georgia, Kirguistán, Namibia	403
>70%	Angola, Colombia, Costa Rica, Gana, Birmania, <b>Venezuela</b>	77
>60%	Austria, Camerún, <b>Canadá</b> , Congo, Islandia, Letonia, Perú, Tanzania, Togo	38 ; 351
>50%	Croacia, Ecuador, Gabón, Corea del Norte, <b>Nueva Zelanda</b>	25 ; 36

Nota: Los países en **negrita** tienen una generación hidráulica que excede los 20 TWh

Figura 2.8 Países con más de la mitad de su generación eléctrica procedente de centrales hidroeléctricas en 2010. Adaptado de [9]

Además, la energía hidroeléctrica ayuda a estabilizar las fluctuaciones entre la demanda y la oferta. Este factor será aún más importante en las próximas décadas, ya que se prevé que se instale una gran cantidad de potencia eléctrica proveniente de fuentes de electricidad renovables variables, tales como la energía eólica y solar fotovoltaica.

La contribución de la energía hidroeléctrica a la reducción de gases de efecto invernadero es, pues, doble. Por un lado su electricidad es limpia y renovable. Por otro lado existe un beneficio secundario, que es la posibilidad de acumular la energía cuando la contribución de otras energías renovables en la red es elevada.

El desarrollo hidroeléctrico suele aportar otros beneficios. Los más importantes son el abastecimiento de agua, el control de inundaciones y sequías, y el riego. También posibilita la navegación y las actividades recreativas.

## 2.6.3 Aspectos económicos de la energía hidráulica

El uso de la energía hidráulica para generar electricidad es altamente efectivo. Sin embargo, los costos de construcción de una central hidroeléctrica son elevados y se deben considerar los aspectos económicos de la energía hidráulica en relación con otros proveedores de energía. Algunos de estos aspectos son:

- Tasa de interés
- Vida útil
- Costo de mantenimiento

Otros aspectos son menos evidentes, por ejemplo aspectos ecológicos como la reducción de dióxido de carbono, óxido de nitrógeno y de emisión de polvo. Sin embargo, es necesario tener una visión global de todos los aspectos económicos, ecológicos e incluso sociales de la generación de energía.

En comparación con las centrales termoeléctricas, la construcción de centrales hidroeléctricas requiere inversiones o gastos de capital elevados. Los costes de inversión específicos dependen de la capacidad de potencia incorporada.

## 2.6.4 La Energía Hidroeléctrica en España

España tiene un gran potencial hidroeléctrico, el cual ha sido desarrollado a lo largo de más de un siglo. Gracias a ello, hoy en día, contamos con un importante y consolidado sistema de generación hidroeléctrica muy eficiente.

Dentro de las energías renovables que explotamos en nuestro país, la energía hidroeléctrica es la tecnología más consolidada y de mayor grado de madurez, gracias al aprovechamiento del relieve y a la existencia de un gran número de presas.

En el total del territorio español existe una capacidad de embalsar agua de 55.000 hm<sup>3</sup>, de los cuales el 40% corresponden a embalses hidroeléctricos, una de las proporciones más altas de Europa y del mundo.

La evolución de la energía hidroeléctrica en España ha sido positiva, sin embargo, en los últimos años ha experimentado una notoria disminución en su aportación a la producción total de la electricidad, esta cuota está siendo cubierta por otras energías renovables como la eólica y fotovoltaica. Aunque continúa siendo una de las renovables más rentables.

La cantidad de energía generada por las centrales hidroeléctricas depende en gran medida de los recursos hídricos de cada año. Como ejemplo, en el año 2010, la energía hidroeléctrica cubrió un 14,5% de la producción nacional, porcentaje muy superior a los años anteriores. Las previsiones indican que el crecimiento de esta tecnología será de unos 50MW/anuales. El potencial hidroeléctrico con posibilidades de ser instalado respetando la sostenibilidad de los ecosistemas, es mayor de 1 GW.

Cataluña, Galicia y Castilla y León son las comunidades autónomas que cuentan con mayor potencia hidroeléctrica instalada, por ser las áreas con mayores recursos hidroeléctricos en el territorio español.

La energía minihidráulica (Potencia menor de 10 MW) está ganando importancia en los últimos años. El desarrollo tecnológico ha conseguido que este tipo de energía sea cada vez más económica.

Al mismo tiempo, se están desarrollando microturbinas hidráulicas con potencias por debajo de los 10 kW. Son de gran utilidad para aprovechar la fuerza cinética de los ríos y generar electricidad en zonas aisladas.

Actualmente las investigaciones sobre este tipo de energía en España se orientan principalmente a conseguir una mayor eficiencia, mejorando los rendimientos de las instalaciones en funcionamiento. Las propuestas se dirigen a la rehabilitación, modernización, mejora o ampliación de las centrales actuales [19].



## 2.6.5 ¿Cómo se genera la electricidad a través de una central hidroeléctrica? Tipos de centrales hidroeléctricas

Hay tres tipos principales de centrales hidroeléctricas, primero se describen las centrales de agua fluyente: son centrales que captan una parte del caudal del río y lo llevan hacia las turbinas para generar electricidad y después devuelven este caudal al río. La potencia de estas suele ser de entre 1 y 5 MW y suponen aproximadamente el 5% del mercado en España. La generación depende de la cuantía de las precipitaciones y de la esorrentía superficial. Normalmente tiene variaciones sustanciales diarias, mensuales, estacionales y anuales. En algunos casos, especialmente en ríos grandes, las centrales tienen una pequeña capacidad de almacenamiento. Esto se puede usar para cubrir según sea conveniente la demanda eléctrica diaria o semanal.

Otro tipo muy usado son las centrales de pie de presa: mediante la construcción de un embalse o la utilización de uno existente, se pueden regular los caudales. Esto proporciona la capacidad de generar electricidad acorde a la demanda. Los embalses de gran capacidad pueden retener meses o incluso años el agua almacenada y también pueden proporcionar protección contra inundaciones y garantizar el riego. Cuando las condiciones locales lo permiten, los lagos naturales también pueden funcionar como reservorios. Suelen tener unos niveles de potencia superiores a los 5 MW [19].

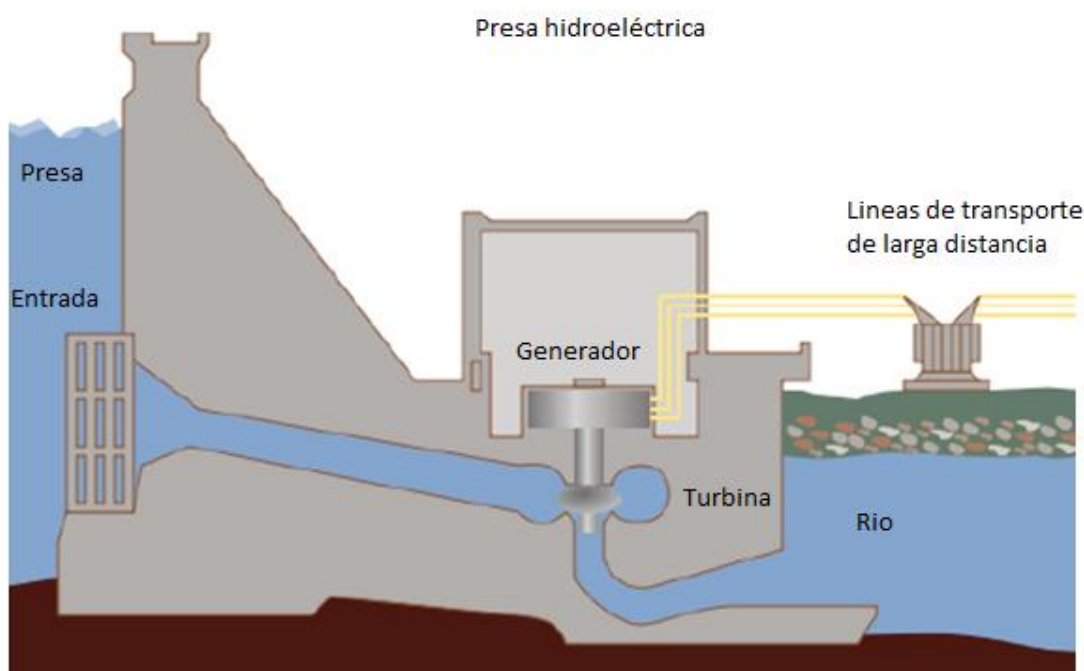


Figura 2.9 Esquema de central hidroeléctrica a pie de presa. Adaptado de [11]



Por último los más modernos son los embalses de bombeo: usan agua de un depósito inferior para bombearla a un reservorio superior cuando el suministro eléctrico excede la demanda o el precio de la electricidad es muy bajo. Cuando la demanda excede la generación de electricidad instantánea y la electricidad tiene un coste alto, el agua del depósito superior es desembalsada hasta el inferior, proceso en el cual se genera electricidad. La eficiencia de este ciclo está entre el 70% y el 85%. Por lo tanto, estas plantas son un consumidor neto de electricidad, pero proporciona un almacenamiento efectivo de la misma. El almacenamiento bombeado representa actualmente el 99% del almacenamiento eléctrico de la red.

Uno de los grandes problemas a los que se enfrentan las redes eléctricas que proporcionan el suministro energético es la dificultad del almacenamiento de la electricidad durante los periodos de baja demanda.

La tecnología de almacenamiento de energía por bombeo es la más madura de todas, se ha utilizado desde 1920. El desnivel necesario entre los dos embalses para que dicha tecnología sea eficiente debe de ser de al menos 100 m.



Figura 2.10 Partes de una central hidroeléctrica de bombeo [20]

Existen dos tipos de centrales de bombeo según su funcionamiento:

Centrales de bombeo puro: en este caso es necesario bombear previamente el agua desde la presa inferior hasta la superior, para posteriormente producir energía eléctrica.

Centrales de bombeo mixto: en estas centrales se puede producir energía eléctrica con o sin bombeo previo. Cuando hay excedentes de agua la central funcionará como una

central convencional, teniendo la posibilidad también de almacenar energía mediante bombeo desde la presa inferior a la superior.

Algunas de las centrales más destacables son, la central La Muela I en el río Júcar con una potencia instalada de 628 MW y su ampliación, La Muela II, también situada en el río Júcar.

En el caso de La Muela II, construida en Cortes de Pallás (Valencia), destaca por ser la Central Hidráulica más grande de Europa con un depósito de  $23 \text{ hm}^3$  y una potencia de 840 MW, si sumamos a esta potencia la de La Muela I dan un total de 1.468 MW. Esta potencia es capaz de atender la demanda eléctrica de cerca de medio millón de hogares al año. La energía que se utiliza para bombear el agua en La Muela II procede de la Central Nuclear de Cofrentes.

Los sistemas de almacenamiento de energía son muy importantes porque además de permitir almacenar la energía de cualquier sistema de generación permiten la integración de las energías renovables. La tecnología que tiene un mayor beneficio de estos sistemas de almacenamiento es la energía eólica, el almacenamiento permite resolver la mayoría de los problemas ligados a la generación eólica. Es por esto que se selecciona este tipo de embalse para la realización del presente proyecto

## 2.6.6 Clasificación de las centrales hidroeléctricas según su capacidad instalada

La capacidad instalada varía según el flujo de agua disponible y del desnivel entre la entrada y la salida del agua.

Las centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada de menos de 5.000 kW se conocen como pequeñas centrales. Aunque su contribución a la producción total de energía es mínima, desempeñan un importante papel como proveedor de energía estable.

Las centrales eléctricas con una potencia instalada entre 5.000 kW y 100 MW son instalaciones de tamaño medio, mientras que las centrales de alta potencia tienen una capacidad instalada por encima de los 100 MW.

En las centrales hidroeléctricas, donde la turbina se encuentra totalmente sumergida y el fluido es sometido a cambios de presión, se da un fenómeno conocido como cavitación (Anexo IV). La cavitación consiste en la ebullición de un líquido a temperaturas constantes pero a presiones bajas. Este fenómeno causa varios efectos no deseados en las turbinas hidráulicas, tales como, pérdida de eficiencia, vibraciones y erosión de los álabes [11].

## 2.6.7 Informe de la AIE, el camino para duplicar la producción de hidroelectricidad para 2050

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) y el Ministerio de Minas y Energía de Brasil han elaborado un informe sobre cómo duplicar la producción de hidroelectricidad para 2050, un hecho que podría evitar emisiones anuales de hasta 3 mil millones de toneladas de CO<sub>2</sub> en las plantas de combustibles fósiles.

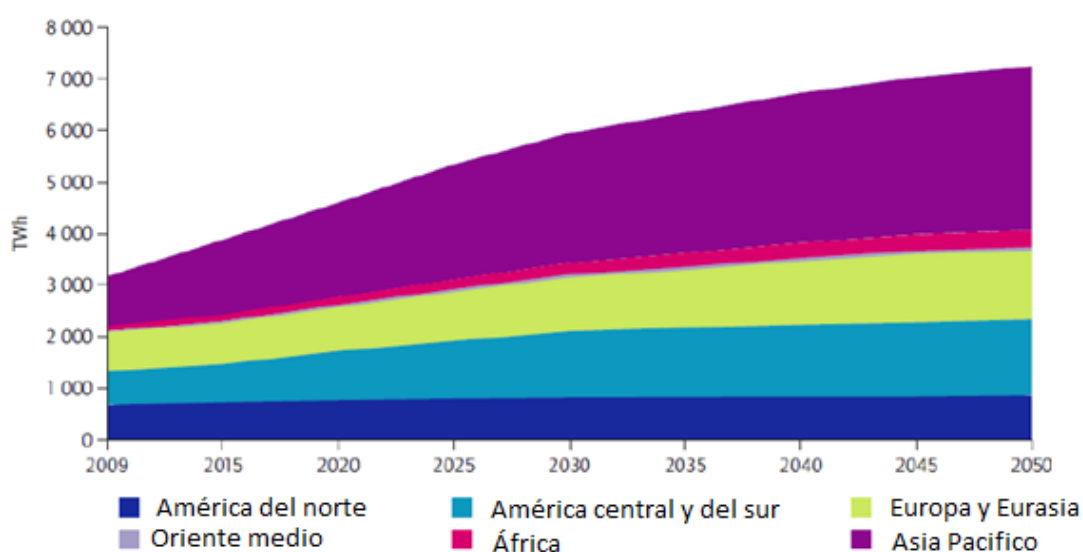


Figura 2.11 Generación hidroeléctrica hasta el año 2050 según indican las previsiones. Adaptado de [11]

El informe descarta la opinión de que los recursos hidroeléctricos del mundo han alcanzado su tope. Señala que las economías emergentes tienen un gran potencial para generar hidroelectricidad que debe ser aprovechado. En la investigación se proponen medidas para permitir que la producción hidroeléctrica se doble y aborde las condiciones necesarias, incluyendo la resolución de problemas ambientales y la aceptación pública.

Las hidroeléctricas presentan múltiples ventajas como su fiabilidad, tecnología probada, gran capacidad de almacenamiento y costos de operación y mantenimiento bajos. Muchas centrales hidroeléctricas también proporcionan control de inundaciones, riego, navegación y suministro de agua dulce.

En particular, el nuevo informe insiste a los responsables políticos en:

Establecer o actualizar el inventario del potencial hidroeléctrico, incluyendo opciones para mejorar plantas existentes o agregar unidades hidroeléctricas a represas originalmente desarrolladas para otros propósitos.

Asegurar que los desarrolladores y operadores documenten su enfoque hacia la sostenibilidad, presentando informes de evaluación ambiental.

Incluir la financiación de la energía hidroeléctrica en las estrategias políticas de los gobiernos y desarrollar nuevos instrumentos de moderación del riesgo, especialmente para los países en desarrollo [18].

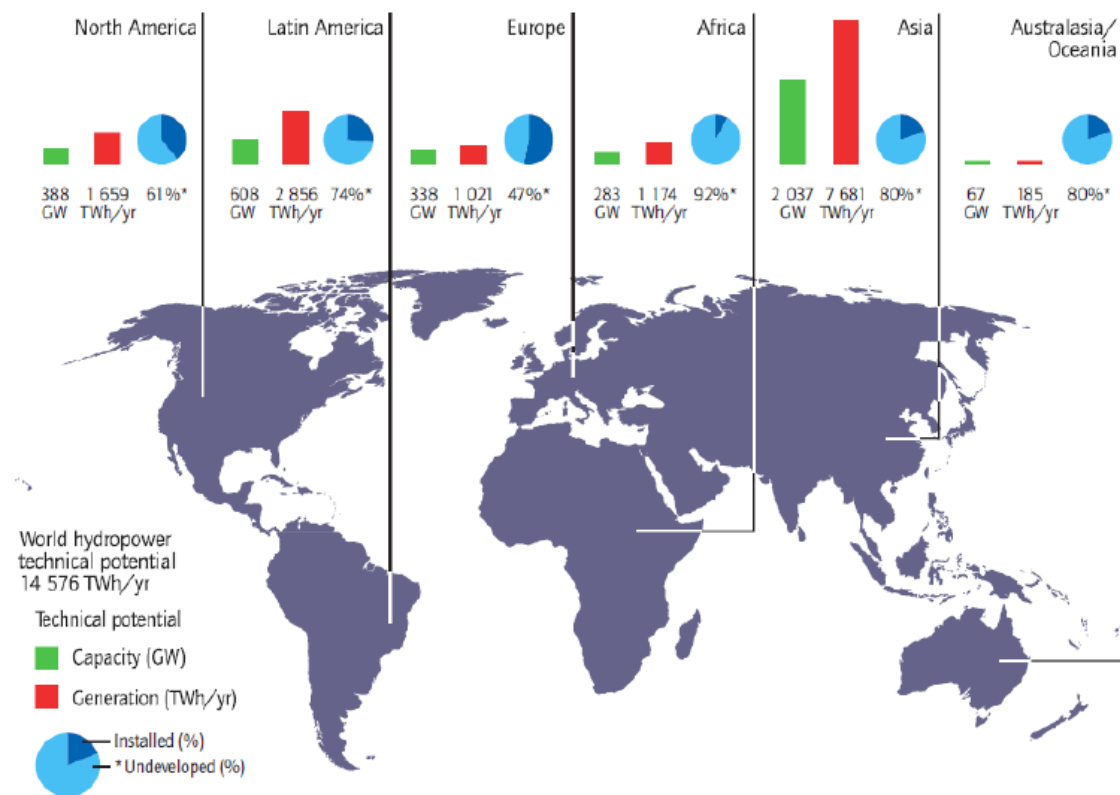


Figura 2.12 Potencial hidroeléctrico por continente y correspondiente porcentaje de potencia hidroeléctrica sin desarrollar (2009) [11]

## 2.7 LA SOLUCIÓN HÍBRIDA, LA CENTRAL HIDROEÓLICA

La finalidad de este apartado es entender como combinando un sistema de generación eólica con un embalse de bombeo podemos obtener una fuente de energía eléctrica estable y fiable. La combinación de estos dos tipos de tecnología en una misma red eléctrica se conoce como sistema hidroeólico.

Anteriormente se han descrito el funcionamiento de:

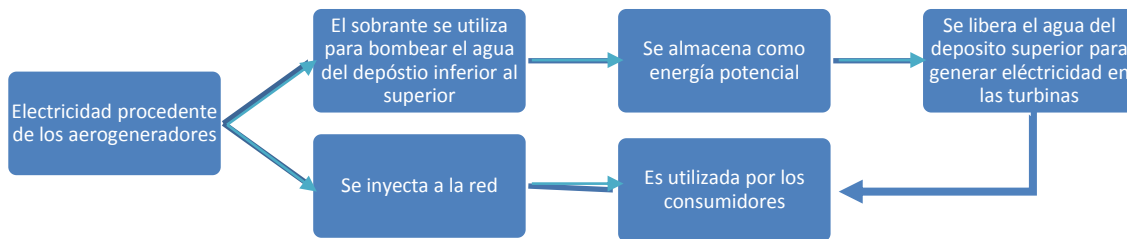
Por un lado, una central hidroeléctrica de bombeo, la cual posee la capacidad de almacenar energía, en forma de energía potencial en un depósito de agua a una altura superior.

Por otro lado, aerogeneradores, los cuales generan electricidad en función del viento existente en un determinado momento. Es decir, son fuentes de energía intermitentes y no podemos regular la energía generada.

Estas dos formas de generar energía se complementan a la perfección cuando se instalan de forma conjunta en una red eléctrica creando una central hidroeólica obteniendo un efecto sinérgico y una fuente de energía estable.

Cuando la velocidad del viento se encuentra en los rangos apropiados, se genera electricidad a través de los aerogeneradores. Si esta cantidad no alcanza el nivel de potencia eléctrica demandada por la red, se inyecta energía de la central hidroeléctrica. Si por el contrario es suficiente y además tenemos un excedente de energía eólica esta se usará como se describió anteriormente para bombear el agua situada en el embalse de menor cota hasta el de mayor cota en la central hidroeléctrica.

Podría ocurrir que tanto los recursos eólicos, como hidráulicos no fueran suficientes para abastecer la demanda eléctrica del sistema. Es por ello que se debe contar con un sistema para generar la electricidad restante cuando se dieran estas condiciones. Generalmente este sistema es una central térmica convencional.



## 2.7.1 Gorona del Viento

La idea de central hidroeléctrica ya ha sido implementada en España, más concretamente en la isla de El Hierro, en la comunidad autónoma del archipiélago canario.

Abastecer la isla con energía procedente de combustibles fósiles conlleva una serie inconvenientes tales como el coste económico y dependencia del transporte del propio combustible, el impacto ambiental de la utilización de combustibles fósiles, etc.

La central hidroeléctrica aprovecha la energía potencial almacenada en forma de agua en un depósito superior, garantizando el suministro eléctrico y la estabilidad de la red por un periodo limitado de tiempo.

El sistema hidráulico funcionando como bombeo, hace de acumulador del excedente de energía. Cuando funciona como generador, actúa como productor de energía eléctrica y regulador del sistema eléctrico.

En la isla de El Hierro, la demanda eléctrica en el año 2005 fue de 35 GWh, y la potencia eléctrica actualmente instalada en cuanto a ciclos diesel se refiere es de 11,36 MW, eólica 11,5 MW e hidráulica 11,3 MW. El ritmo de crecimiento actual de la demanda energética ha sido de entre un 4 y un 8% anual.

El objetivo es que el sistema hidroeléctrico de Gorona del Viento sea capaz de cubrir un alto porcentaje de la demanda eléctrica en la isla de El Hierro.

La central térmica de Llanos Blancos cuenta con 9 grupos diesel, 100% de Endesa, en servicio desde 1971. Esta funciona cuando no hay ni viento ni agua suficiente para producir la totalidad de la energía demandada. Actualmente, funciona prácticamente de forma constante pero generando una cantidad de energía muy inferior a la previa a

la construcción de Gorona del Viento.

La demanda eléctrica prevista para el diseño fue 48 GWh/año, basada en la planificación energética de Canarias (PECAN 2006). Sin embargo, el dimensionamiento de la conducción de agua y los depósitos, debido a que no son ampliables de forma modular, se hizo en base a la demanda prevista en el año 2030.

Gorona del Viento El Hierro S. A., está compuesta por el Cabildo de El Hierro (65,82%), Endesa (23,21%), el Instituto Tecnológico de Canarias (7,74%) y el Gobierno de Canarias (3,23%).

El sistema hidroeléctrico está formado por:

Un parque eólico onshore, que consta de cinco aerogeneradores y 11,5 MW de potencia instalada (5x2,3 MW), es capaz de suministrar energía eléctrica directamente a la red y, simultáneamente, de alimentar a un grupo de bombeo que embalsa agua en un depósito elevado como sistema de almacenamiento energético.

La central hidroeléctrica construida tiene una potencia de 11,3 MW (4x2,83) y la central de bombeo de 6 MW (2x1,5 MW + 6x0,5 MW).

El depósito inferior tiene capacidad de 150.000 m<sup>3</sup> de agua y el superior, que emplea una caldera volcánica natural, puede acumular 380.000 m<sup>3</sup>. El excedente de energía con respecto a la demanda se almacena en forma de energía potencial en dicho depósito superior.



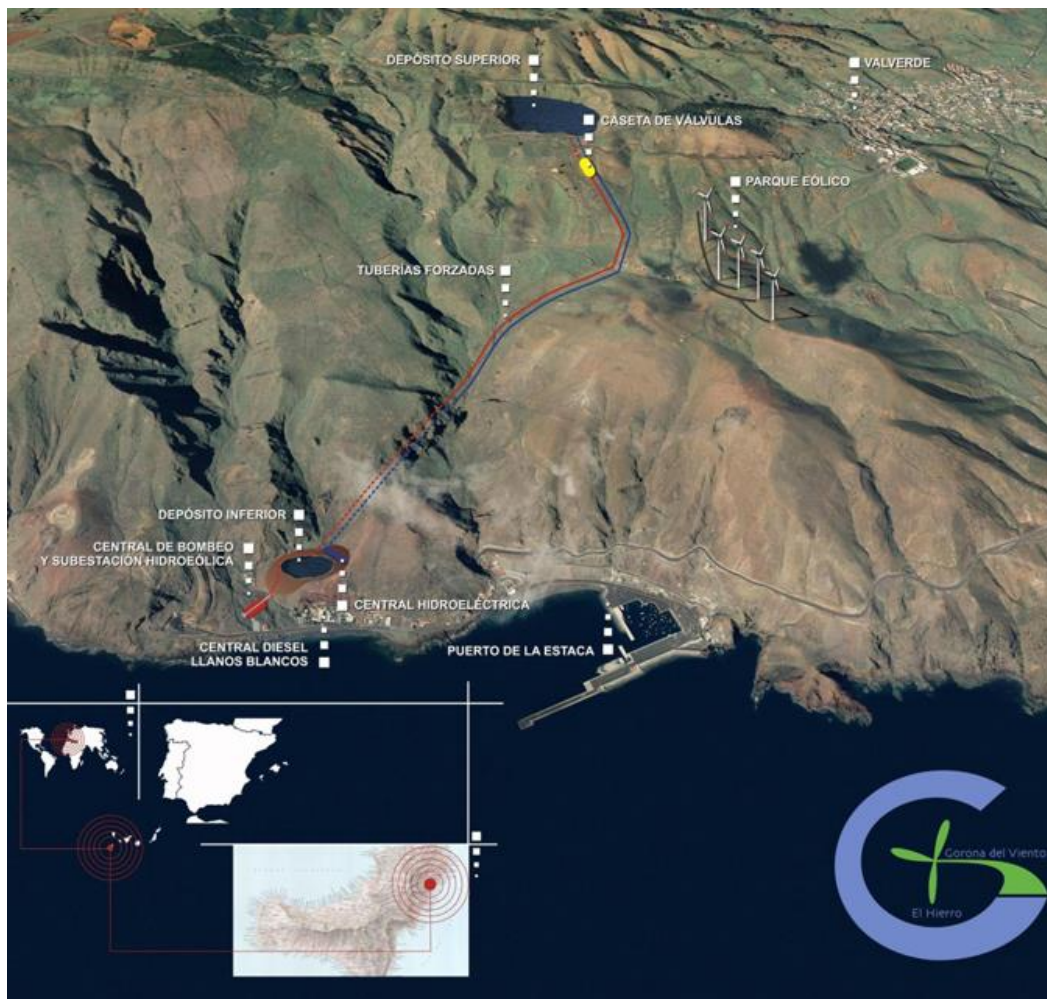


Figura 2.13 Vista aérea de la central hidroeólica de El Hierro [21]

Con este sistema se espera conseguir un ahorro anual de 18.700 toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub> y de 2 M€ por los 5.000 toneladas de diesel-oíl que dejarán de comprarse, a lo que habrá que añadir la reducción de emisiones y de consumo de los vehículos eléctricos contemplados en el plan de desarrollo de esta nueva tecnología en la isla [21].

### 2.7.1.1 Resultados

En la actualidad El Hierro ya es capaz de producir una media del 40% de la energía que se consume de forma no contaminante. Una de las principales hazañas del proyecto ha sido la cobertura de la demanda de la isla con energía 100% renovable, producida por la central hidroeólica, durante 40 horas ininterrumpidamente entre el 15 y 16 de febrero de 2016, algo que ninguna otra isla con población superior a 10.000 habitantes había logrado antes [21].



## 2.7.2 Proyecto de central hidroeléctrica de bombeo en la isla de Gran Canaria

La central hidroeléctrica reversible de Soria-Chira conectará dos embalses, ya existentes, situados en la zona central de la isla de Gran Canaria: el de Soria, que actuará como depósito inferior de agua, y el de Chira, que se utilizará como depósito superior. La central estará situada en el municipio de San Bartolomé de Tirajana. Todos los elementos del circuito hidráulico principal, salvo la chimenea de equilibrio y los pozos de compuertas, estarán enterrados, lo que disminuirá su impacto visual en el entorno.

La central hidroeléctrica reversible Soria-Chira, de 200 MW de potencia en el proyecto oficial, incluye la construcción de una planta desaladora de agua de mar y las obras marinas asociadas, así como la conexión de la central con la subestación de Santa Águeda, recientemente inaugurada, mediante una línea eléctrica de 220 kV y 20 kilómetros de longitud.

La inversión prevista es de 320 millones de euros, la construcción de la infraestructura creará unos 500 puestos de trabajo directos y 1.500 indirectos. La fecha de puesta en marcha será seis años después del comienzo de la obra, una vez obtenidas todas las autorizaciones necesarias.

Esta nueva infraestructura es esencial para avanzar hacia la sostenibilidad del nuevo modelo energético canario, basado en las energías renovables. Contribuirá con los siguientes beneficios para la red eléctrica canaria:

Mayor garantía de suministro. La central contará con una potencia de 200 MW (El pico de demanda actual de la isla es de 520 MW)

Un sistema más robusto. La capacidad de regulación que aportará esta central permitirá compensar la variabilidad de la producción eólica prevista en Gran Canaria garantizando la seguridad del sistema.

Mayor integración de energías renovables. Con esta central, se facilitará el aprovechamiento de los excedentes de energías renovables y se podrá integrar una mayor cantidad de energías autóctonas como la eólica y solar, libres de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Mayor independencia energética. Disminuye los costes del sistema eléctrico canario al reducir las importaciones de combustibles fósiles más caros y contaminantes, lo que supondrá una mayor eficiencia del sistema eléctrico y una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> [22].

### 3. DISEÑO DEL CASO DE ESTUDIO

La intención de este capítulo es estudiar la viabilidad técnica de una central hidroeléctrica en las islas de La Gomera y Gran Canaria. Para ello se va a analizar los recursos eólicos e hidráulicos presentes en cada isla y donde éstos son más intensos con el objetivo de implementar las instalaciones en los emplazamientos óptimos.

Antes de proceder al diseño de la instalación eólica e hidráulica, se deben mencionar una serie de decretos y proyectos que apoyan la idea de la necesidad de llevar a cabo esta obra de mejora de las instalaciones eléctricas actuales.

#### 3.1 Proyecto de instalación de 450 MW de potencia eólica en las Islas Canarias

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) calcula que el coste de la producción de energía eólica en Canarias es de 39,46 €/MWh, es decir, una tercera parte de los 140 €/MWh que cuesta de media en la actualidad generar electricidad en Canarias, donde la mayoría de las centrales son ciclos térmicos convencionales. Motivo que facilita el desarrollo eólico en Canarias.

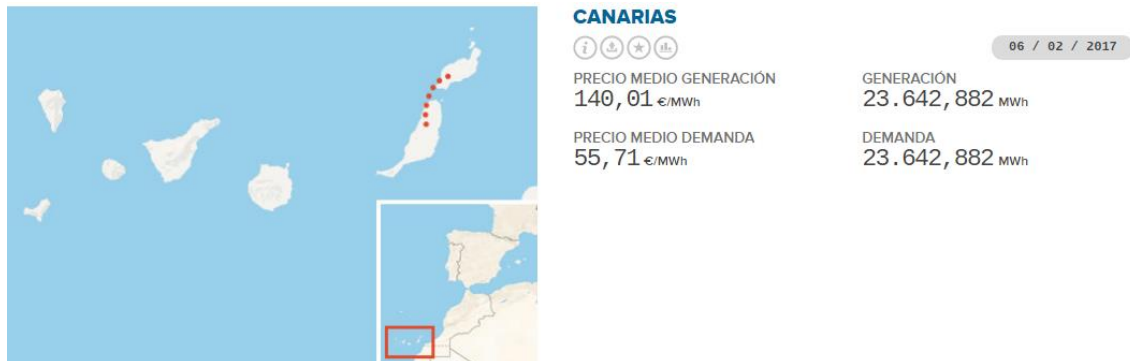


Figura 3.1 Datos de generación y demanda de la electricidad en Canarias donde se indica el precio por MWh [23]

Existe un proyecto impulsado por la CNMC y apoyado por el ministerio de industria para la instalación de 450 MW de potencia eólica en Canarias.

Según datos de 2014, existen 33 grupos térmicos en Canarias con una potencia total de 383 MW que se encuentran en funcionamiento aunque ya han cumplido los 25 años de vida útil establecida (Ver figura 3.2). Una gran parte de estos grupos térmicos podría ser sustituida por aerogeneradores hasta completar los 450 MW previstos, lo que conllevaría una gran disminución en los costes de generación de electricidad.

Resumen de grupos por encima de su vida útil reconocido en 2014						
Sistema	Nº grupos >25 años	Potencia neta instalada	Producción real	Coste total	Coste total unitario	Compensación media unitaria en 2014
		(MW)	(GWh)	(€)	(€/MWh)	(€/MWh)
Gran Canaria	6	154,29	320	71.532.398	223,53	174,93
Tenerife	4	121,6	260	60.556.574	232,74	182,67
Lanzarote	9	63,24	148	38.769.018	262,48	200,3
La Palma	6	34,19	71	16.566.834	233,22	179,74
La Gomera	5	7,54	13	4.494.096	334,79	249
El Hierro	3	2,62	6	2.200.372	342,12	254,75
<b>TOTAL</b>	<b>33</b>	<b>383,48</b>	<b>818</b>	<b>194.119.292</b>	<b>237,08</b>	<b>184,23</b>

Figura 3.2 Grupos térmicos por encima de su vida útil por isla en 2014. Adaptado de [24]

Si se sustituyesen esos 383,48 MW por 450 MW eólicos, se generaría más electricidad (1.332 GWh/año, según la CNMC, frente a los 819 que produjeron en 2013 las centrales térmicas) y a un coste menor como queda detallado en las siguientes tablas:

Reposición de portencia térmica de más de 25 añosde edad por potencia eólica, 2016							
Sistema	Potencia neta a reponer	Horas equivalente S de func.	Producción hipotética	Retribución total por inversión	Incentivo a la inversión	Total retribución	Retribución unitaria
	(MW)	(h)	(GWh)	(€)	(€)	(€)	(€/MWh)
Gran Canaria	181	3000	543	17.059.610	3.769.540	20.829.150	38,35
Tenerife	143	2700	385	14.713.812	2.369.421	17.083.234	44,34
Lanzarote - Fuerteventura	74	3025	224	6.937.732	1.724.044	8.661.776	38,59
La Palma	40	3400	136	3.508.599	1.020.351	4.528.949	33,2
El Hierro	9	3250	29	813.274	329.828	1.143.102	39,75
La Gomera	3	4500	14	168.684	136.968	305.652	22,09
<b>TOTAL</b>	<b>450</b>		<b>1331</b>	<b>43.201.711</b>	<b>9.350.152</b>	<b>52.551.863</b>	<b>39,46</b>

Figura 3.3 Propuesta de reposición de los grupos térmicos obsoletos por potencia eólica por isla. Adaptado de [24]

Gran Canaria	190,7 €/MWh	La Palma	193,9 €/MWh
Tenerife	184,4 €/MWh	La Gomera	220,9 €/MWh
Lanzarote-Fuerteventura	202,8 €/MWh	El Hierro	263,2 €/MWh

Figura 3.4 Precio de la producción de un megavatio hora, de media, en cada una de las islas del archipiélago canario (En 2014) Adaptado de [24]

## 3.2 Introducción de GNL (Gas Natural Licuado) en el sistema de producción de electricidad en las Islas Canarias

Desde hace años se viene planeando la instalación de plantas regasificadoras en Canarias. Una planta regasificadora es una instalación industrial que existe entre la de extracción del gas natural licuado y la red de distribución del gas natural. En ella se lleva a cabo el proceso que convierte el gas natural licuado en gas natural, según el siguiente esquema:

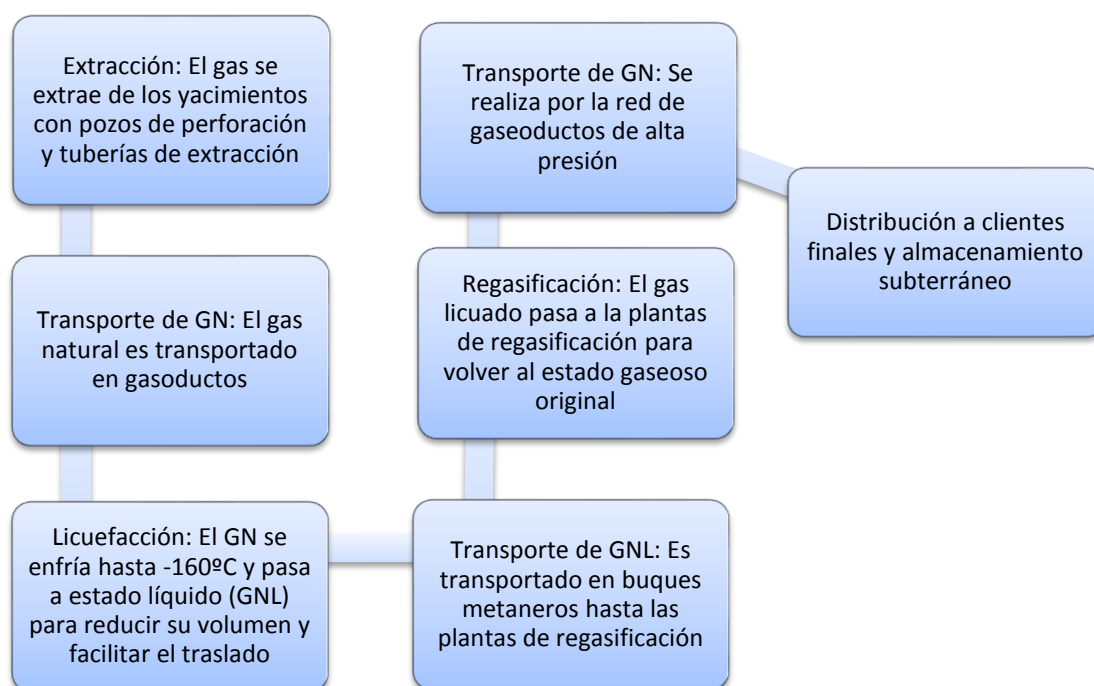


Figura 3.5 Esquema transporte GNL. Adaptado de [25]

Se disminuye la temperatura al gas natural que ha sido extraído en los yacimientos hasta llegar a  $-160^{\circ}\text{C}$ . Para después ser transportado en barcos metaneros hasta su destino.

En la regasificadora, se introduce el GNL en tanques criogénicos, en los que se mantiene su temperatura. Entonces, el gas natural licuado se extrae por las tuberías desde arriba.

En el proceso de regasificación, el gas natural licuado es transportado hacia los sistemas de vaporización, donde se eleva la temperatura utilizando el agua del mar, consiguiendo el cambio de fase de líquido a gas.

El principal uso del gas natural en Canarias es para la generación de energía eléctrica en centrales de ciclo combinado. Estas centrales fueron instaladas en Canarias para funcionar con gas natural, lo que haría mejorar su eficiencia un 35% respecto al fuel-oil que queman actualmente. Además, el gas natural genera menos emisiones de gases contaminantes que el petróleo.

Por unidad de energía, el Gas Natural es un 40-60 % más barato que el gasoil que actualmente se utiliza en Canarias [26].

### 3.3 Interconexión eléctrica submarina entre La Gomera y Tenerife

El Plan Anual sobre infraestructuras eléctricas del año 2014 y que ha sido aprobado por el Gobierno central contiene la creación de un enlace submarino entre la subestación de Chío en Tenerife y la subestación de El Palmar en La Gomera de 66 kV de tensión, para así poder optimizar el reparto de energía entre las islas y crear un sistema eléctrico más robusto y fiable [27].

## 3.4 EÓLICA

El objetivo de este apartado es analizar la potencia eólica de las islas, el tipo de aerogenerador que más conviene instalar, elegir la localización del parque eólico y calcular cuanta energía generará dicho parque eólico.

Se analizan los recursos eólicos de dos casos opuestos, la isla de La Gomera, la cual tiene un consumo pico de 10 MW de potencia eléctrica y un consumo anual de energía eléctrica de tan solo 70 GWh y la isla de Gran Canaria la cual tiene un pico de 520 MW y un consumo anual de 3.548 GWh. Para así poder comparar y comprender la viabilidad del proyecto en cada una de las localizaciones.

En el mapa eólico de las islas canarias, se puede observar que esta comunidad autónoma goza de unos recursos eólicos muy elevados en comparación con la media peninsular.

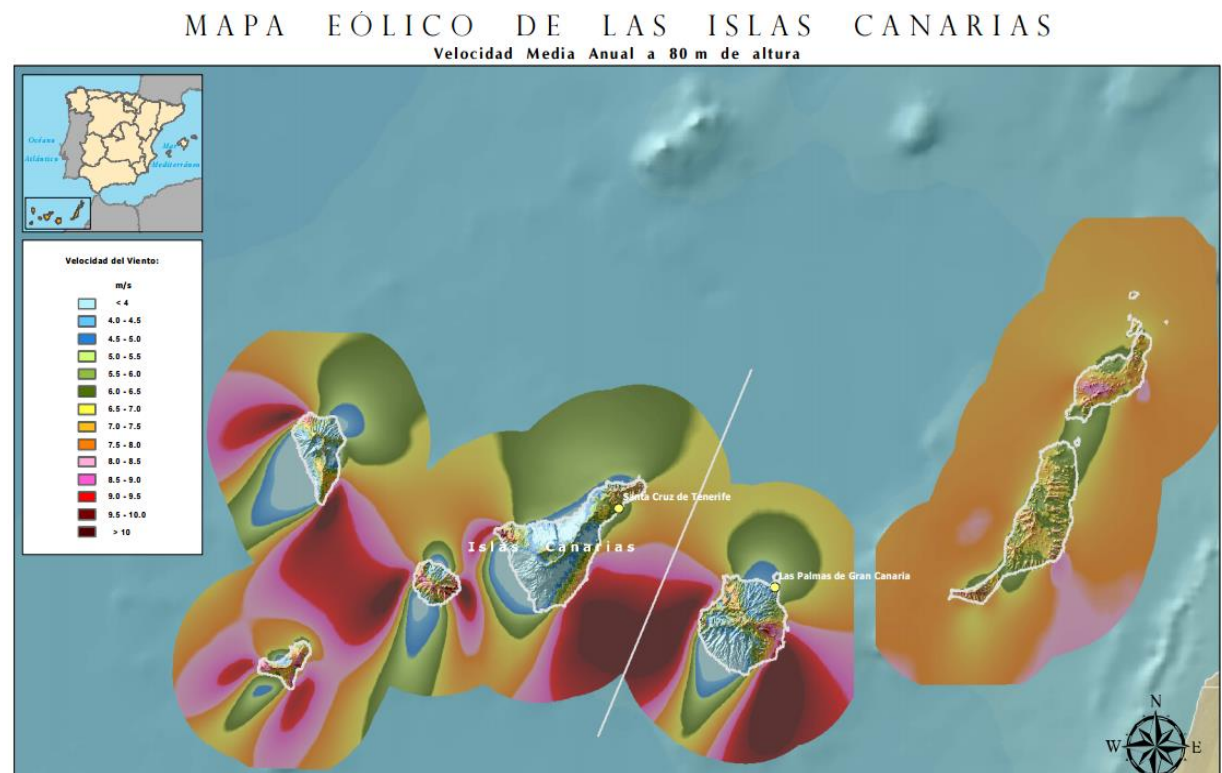


Figura 3.6 Mapa eólico de las Islas Canarias, velocidad media anual a 80m de altura. [16]

La potencia eólica instalada actualmente es de 165,11 MW [13] repartida en los parques eólicos mostrados a continuación:



Figura 3.7 Distribución de parques eólicos en las Islas Canarias [13]

Se ha tenido en cuenta la posibilidad de instalar un parque eólico offshore, pero esta idea tiene muchos inconvenientes, la potencia total que se pretende instalar en la Gomera (13,8 MW) es demasiado baja como para plantear tal posibilidad, no sucede esto en Gran Canaria. Pero el factor realmente limitante en las Islas Canarias, es la profundidad del suelo marino. Esta aumenta muy rápidamente a medida que nos alejamos de la costa y según la normativa legal vigente un parque eólico offshore debe de situarse al menos a 8 km de distancia de la costa [28]. En la imagen se puede observar un mapa topobatimétrico del archipiélago donde se aprecia el pronunciado desnivel del suelo marino.

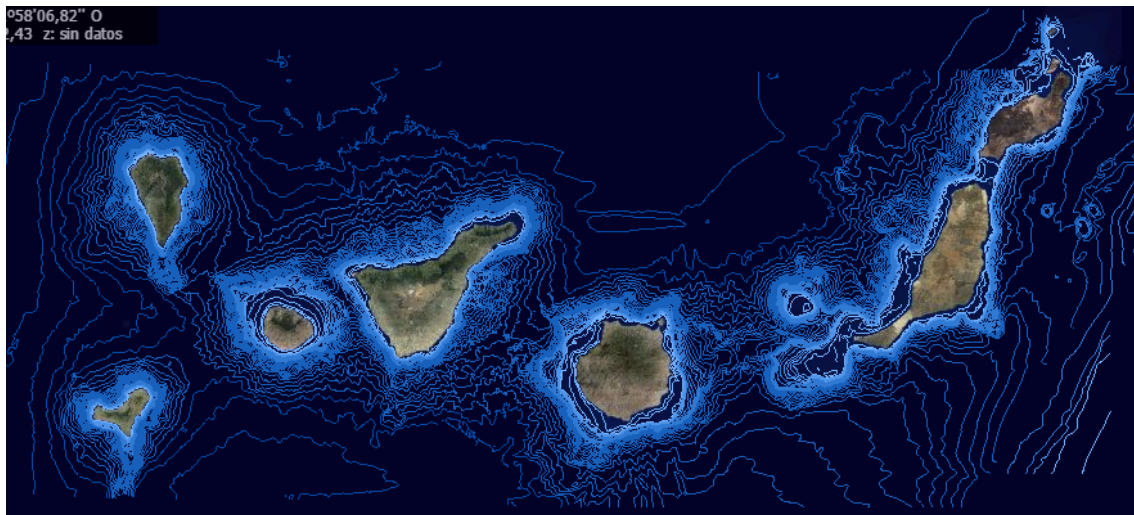


Figura 3.8 Mapa topobatimétrico de las Islas Canarias [29]

En la isla de La Gomera, la posible localización más favorable sería en dirección noroeste, pero nos encontramos con que a una distancia de la costa de tan solo 1,7 km la profundidad del suelo marino ya supera los 60 metros. Lo que hace que la idea de la instalación de un parque eólico offshore quede totalmente descartada.





Figura 3.9 Batimetría al noroeste de La Gomera [29]

Una de las pocas zonas del archipiélago canario que cumple con la premisa de estar a una distancia mínima de 8 km de la costa y poseer un suelo marino con una profundidad no superior a los 60 metros está al sur de la isla de Fuerteventura, como se puede observar en el mapa, a una distancia de la costa de más de 12 km la profundidad del suelo marino es de 50 metros.



Figura 3.10 Distancia desde la costa al punto donde se desea conocer la profundidad del fondo marino [29]



### 3.4.1 La Gomera

Analizando la isla de La Gomera, observamos que los mejores recursos eólicos se encuentran al este y oeste de la isla.

Actualmente solo hay un parque eólico que consta de dos turbinas eólicas onshore, modelo MADE AE-23. Cada una cuenta con una potencia de 180 kW y un diámetro de 23 metros. Está localizado en el municipio de Vallehermoso y fue puesto en marcha en 1996.

La intención del presente proyecto es repotenciar dicho parque instalando una potencia eólica superior a la demanda pico de energía de La Gomera (Unos 10 MW aproximadamente). El emplazamiento es el idóneo ya que se encuentra en la zona con una velocidad media del viento más elevada. Además el terreno se encuentra alejado de núcleos urbanos (como se puede apreciar en la Figura 3.11), cultivos o parajes naturales y la principal línea de distribución de la electricidad de la isla está muy cercana al actual parque eólico (Ver figura 3.12). Teniendo en cuenta que la demanda máxima de energía en El Hierro es de aproximadamente 7 MW y su parque eólico es de 11.5 MW de potencia, se prevé que la potencia que debe ser instalada en La Gomera para llevar a cabo un proyecto similar rondará los 14 MW de potencia (Aunque más adelante se explicarán los motivos por los que finalmente se deciden instalar solamente 7 MW). El modelo de molino eólico, Enercon E-70, será el mismo que en la isla de El Hierro ya que éste ha demostrado trabajar de forma eficiente, y ser el adecuado para este tipo de vientos en numerosos parques eólicos de la comunidad canaria.



Figura 3.11 Plano de la isla de La Gomera donde se indican los principales núcleos urbanos y la localización del parque eólico de Epina.

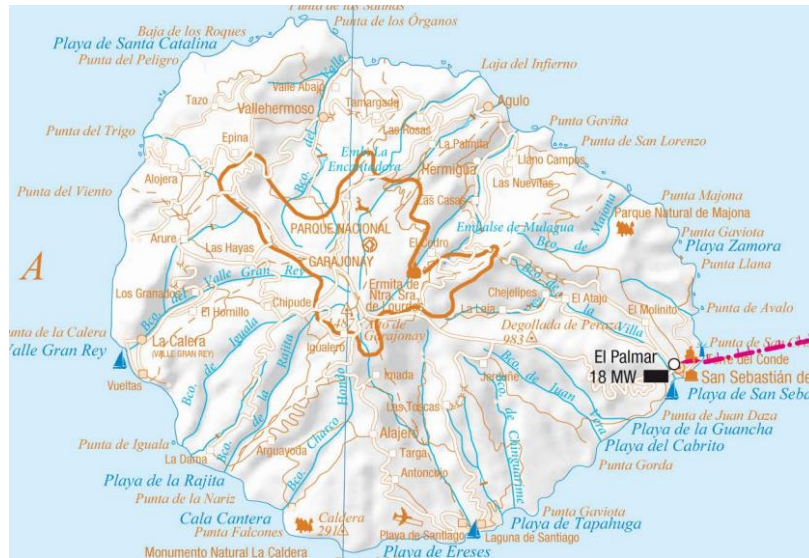


Figura 3.12 Mapa de la red de transporte de electricidad en La Gomera [30]

Por último, el parque eólico debe de estar situado fuera de las zonas naturales protegidas de la isla que suponen más del 30% de la superficie de la misma. La isla de La Gomera cuenta con 16 Espacios Naturales. Todas las áreas protegidas se gestionan con un propósito común: "Contribuir al bienestar humano y al mantenimiento de la biosfera mediante la conservación de la naturaleza y la protección de los valores naturales, estéticos y culturales presentes en los espacios naturales" [31]. Es por ello que no está permitida la instalación de parques eólicos en los mismos. A continuación se muestra un plano de los citados E.N.P. :



Figura 3.13 Mapa de los E.N.P. de La Gomera. [32]

### 3.4.1.1 Estudio del recurso eólico en La Gomera

Análisis de viento: Para saber la orientación que deben tener nuestros aerogeneradores, se realiza la rosa de los vientos donde se representa las frecuencias y las velocidades que se dan para cada dirección del viento. En nuestro caso, a partir de los datos expuestos en el portal web de puertos del estado se elabora la rosa de los vientos:

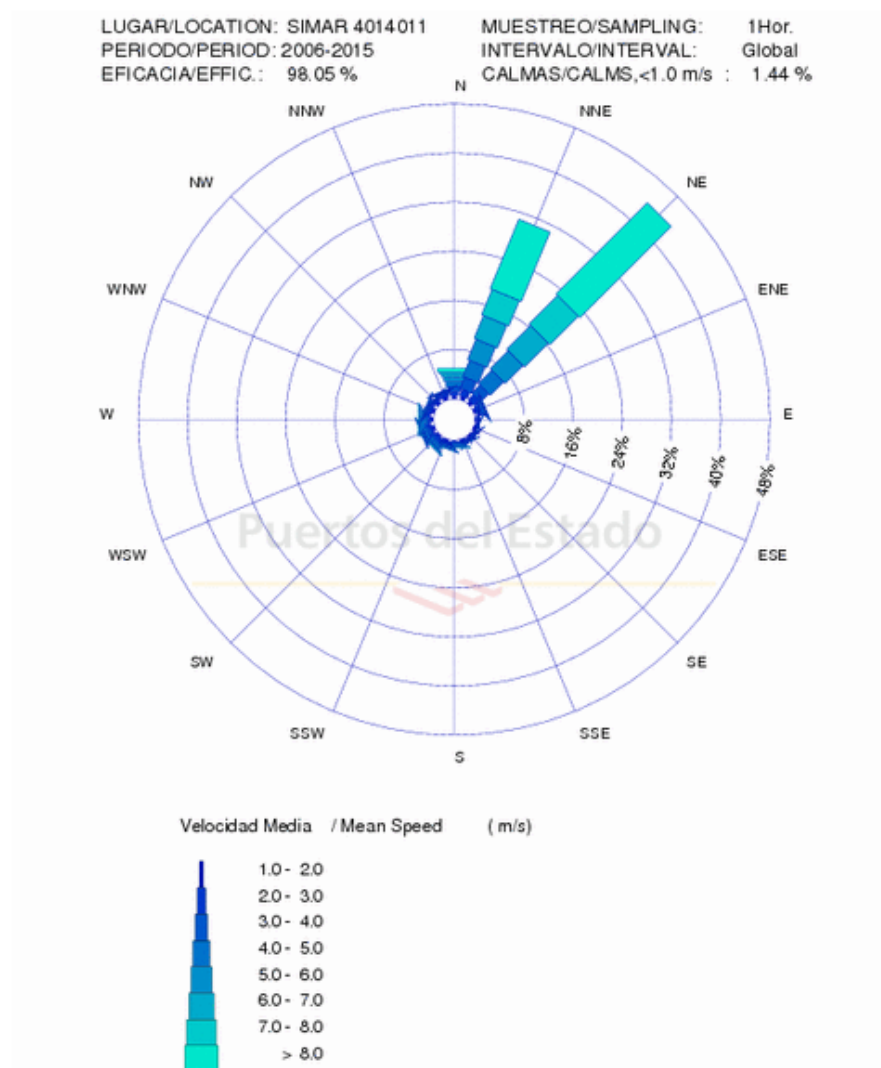


Figura 3.14 Rosa de los vientos en el punto SIMAR 4014011, muy próximo al parque eólico de Epina [29]

La Rosa de los vientos es un diagrama que muestra la distribución temporal de la velocidad del viento y distribución acimutal de la velocidad del viento en un lugar determinado. Una rosa de los vientos es una herramienta muy buena para mostrar los datos proporcionados por un anemómetro (velocidad y dirección del viento) para el lugar analizado. La línea más larga representa la dirección del viento predominante. Como se puede observar, la dirección predominante del viento en la zona de estudio es “NE” (Noreste).

Esto supone que los aerogeneradores que compondrán nuestro parque eólico deben tener una dirección perpendicular a la predominante del viento, es decir, en dirección “SE” (Sureste) para así aprovechar al máximo el potencial eólico. No obstante el aerogenerador dispone de un sistema por el que la góndola puede girar sobre el eje vertical de la torre para así posicionarse en la dirección más favorable para la obtención de energía.

**Velocidad media del viento:** El estudio de la velocidad media del viento en la zona donde se va a instalar el parque eólico, nos sirve para saber si el recurso eólico del emplazamiento es apto para dicha instalación. Se ha calculado la media ponderada de las velocidades promedio del viento cada mes durante el periodo de 6 años comprendido entre 2010 y 2015. Resulta una media de velocidad del viento de aproximadamente 7,0 m/s, por lo tanto al ser mayor de 5 m/s el desarrollo del parque eólico es apto.

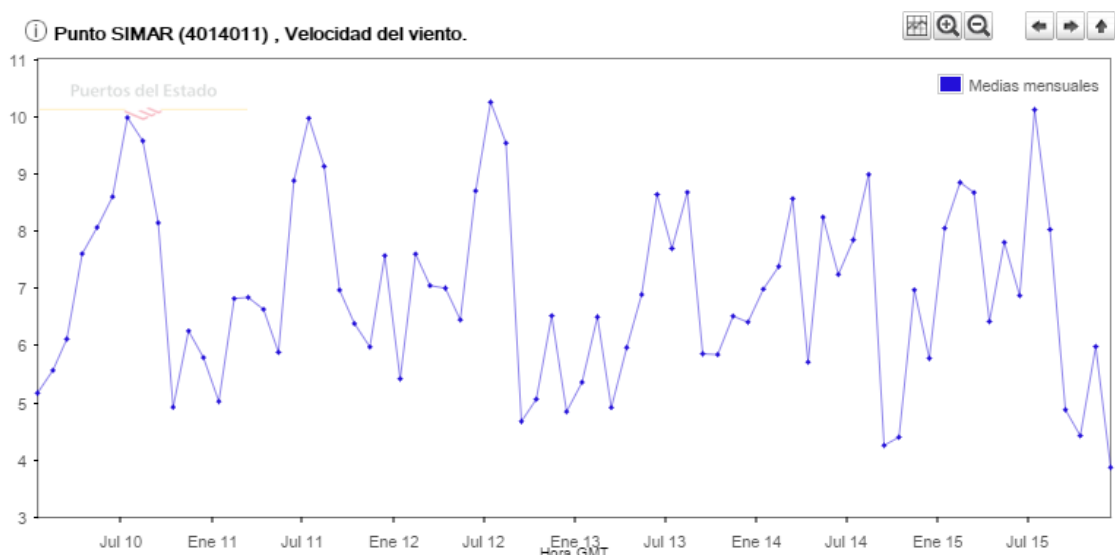


Figura 3.15 Velocidad media del viento entre 2010 y 2015 en el punto SIMAR 4014011 [29]

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ENE	5.17	5.03	5.42	5.36	6.99	8.05
FEB	5.57	6.82	7.60	6.50	7.38	8.85
MAR	6.12	6.84	7.05	4.92	8.57	8.67
ABR	7.60	6.63	7.00	5.97	5.71	6.42
MAY	8.06	5.88	6.45	6.89	8.24	7.80
JUN	8.60	8.88	8.70	8.64	7.24	6.87
JUL	9.98	9.97	10.25	7.70	7.85	10.12
AGO	9.57	9.13	9.54	8.68	8.99	8.03
SEP	8.14	6.97	4.68	5.86	4.26	4.88

OCT	4.92	6.38	5.06	5.84	4.40	4.43
NOV	6.62	5.98	6.52	6.52	6.97	5.98
DIC	5.79	7.57	4.85	6.41	5.78	3.88
MEDIA	7.18	7.17	6.93	6.61	6.86	7.00

La media de los seis años sería:

$$\frac{7.18 + 7.17 + 6.93 + 6.61 + 6.86 + 7.00}{6} = 6.96 \frac{m}{s} \approx 7.00 \frac{m}{s}$$

### Distribución de Weibull:

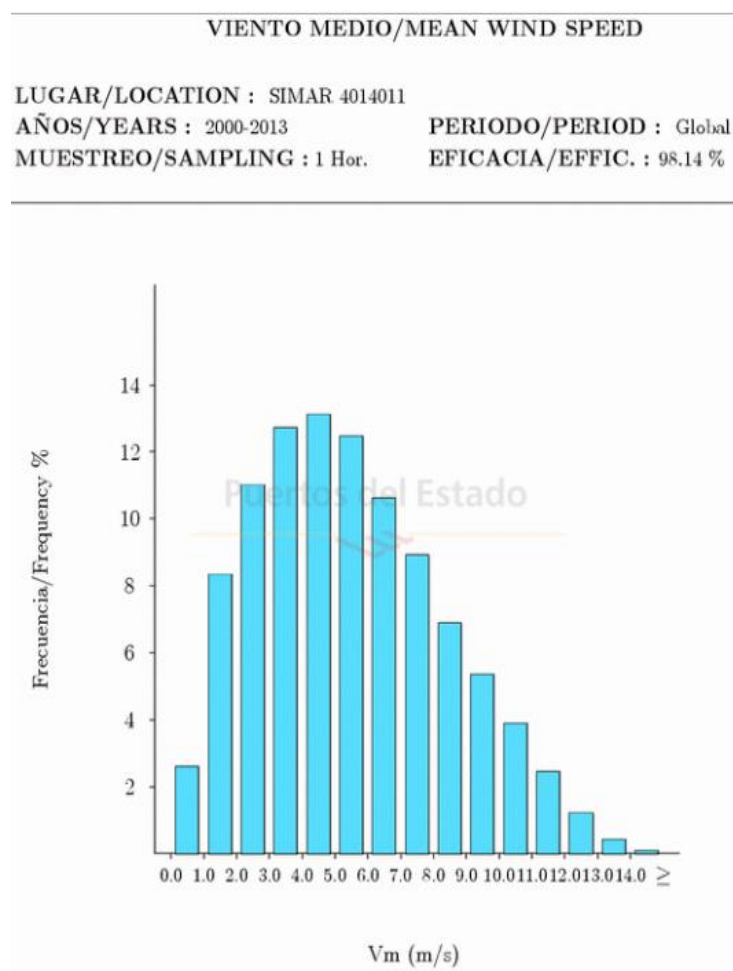


Figura 3.16 Distribución de Weibull en el punto SIMAR 4014011 [29]

La Dirección General de Industria, también facilita un mapa donde se puede observar las zonas con mayor número de horas equivalentes de funcionamiento para un

aerogenerador convencional con una velocidad de arranque de 4 m/s y una de corte de 25 m/s aproximadamente.



Figura 3.17 Áreas de mayor interés para el aprovechamiento eólico en La Gomera. Adaptado de [33]

### 3.4.1.2 Aerogenerador

A la hora de la selección del tipo de aerogenerador usado se han tenido en cuenta ciertos criterios como el precio, aprovechamiento del viento y superficie disponible. El aerogenerador elegido corresponde al modelo ENERCON E-70 (2.3 MW). La elección de este aerogenerador se apoya en que es una tecnología probada y validada en los últimos años en multitud de proyectos en el archipiélago canario, como la repotenciación del parque de Agüimes, o los nuevos parques eólicos en Telde, El Goro o Llano Blanco. También se han comparado las curvas de potencia con aerogeneradores de dimensiones similares de otros fabricantes:



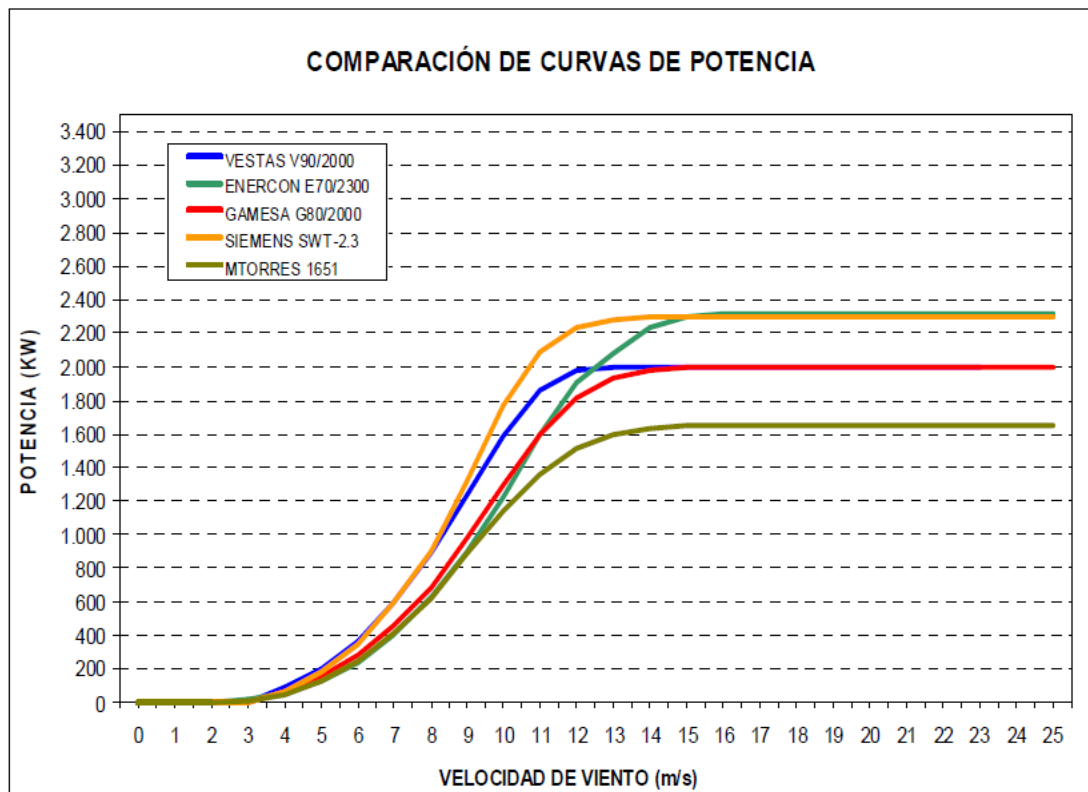


Figura 3.18 Ejemplo de Curvas de Potencia de aerogeneradores [34]

En el gráfico se puede observar como el modelo del fabricante Enercon es uno de los que más potencia genera.

La elección de la compañía se ha realizado teniendo en cuenta la reconocida solvencia y prestigio de Enercon, uno de los principales fabricantes de aerogeneradores a nivel mundial.

La sede de Enercon se encuentra en Aurich, Alemania. En 1984, comenzó diseñando modelos como el E-15 o el E-16, logrando con el tiempo una gran penetración en el mercado. Primero en Alemania y posteriormente en Dinamarca, país pionero en el uso de la tecnología eólica, luego Estados Unidos y finalmente implantándose en casi toda Europa incluida las Islas Canarias, además de Argentina, Brasil, India, Taiwán, etc.

En mayo de 2007, Enercon tenía instalados en todo el mundo más de 11.000 aerogeneradores, que representan 11.703 MW instalados. Según IBEE consulting la cuota de mercado de Enercon (2006) era la mayor del mercado alemán.

Enercon dispone de centros de fabricación de aerogeneradores en Alemania (Aurich, Emden, Magdeburg), Suecia, Brasil, La India y Turquía, además de tener en proyecto nuevas fábricas en Portugal y en España.

El modelo E-70 cuenta con las siguientes ventajas:

- Alta potencia unitaria que permite minimizar la utilización de terreno.
- Fiabilidad suficientemente probada (más de 3600 E-66 instalados desde 1997)
- Funcionamiento óptimo en redes eléctricas débiles.
- Excelente relación área barrida - potencia.
- Alta eficiencia energética.
- Elevada disponibilidad.

El sistema de control de potencia variable permite una operación óptima y eficiente del E-70 ante cargas variables, además de prevenir rachas indeseables.

### 3.4.1.3 Curvas de potencia certificadas de los aerogeneradores

La descripción de los parámetros generales del aerogenerador Enercon E-70 se encuentran en el anexo III de este documento. La curva de potencia certificada del aerogenerador se adjunta a continuación:

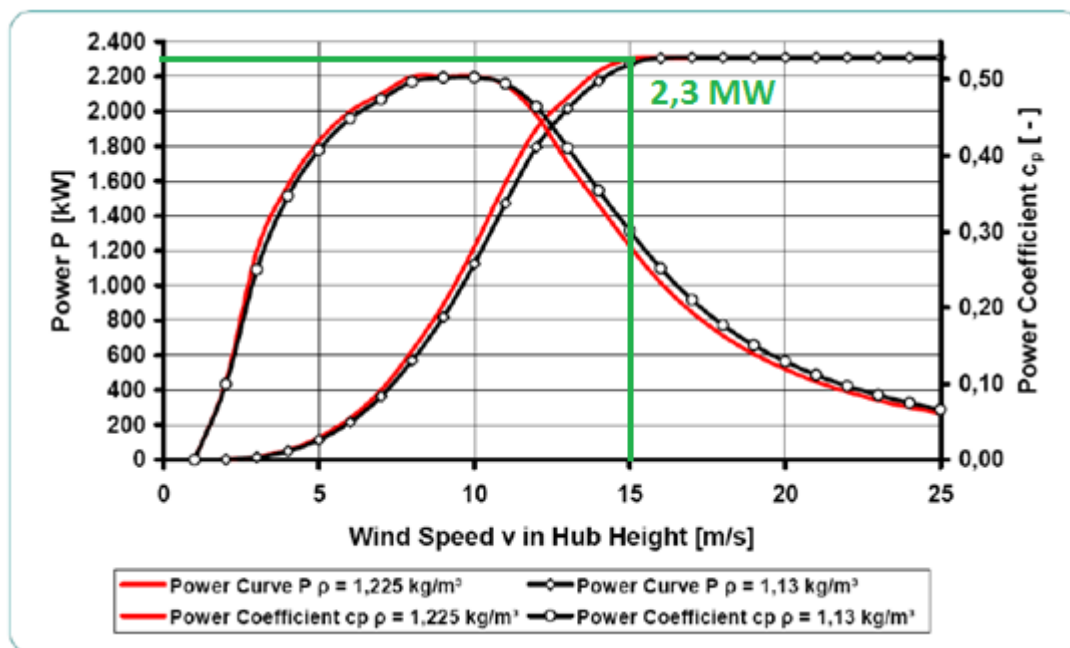


Figura 3.19 Gráfica de curva de potencia y coeficiente de operación del generador E-70. Adaptado de [34]

Las turbinas vienen equipadas con el software de regulación de control de ráfagas que evita las paradas en condiciones de vientos fuertes. Cuando se producen vientos fuertes, las palas giran su posición un cierto ángulo para reducir la velocidad rotativa y, de ese modo, la salida de potencia del equipo sin que éste tenga que detenerse por completo. Cuando cesan las ráfagas, las palas vuelven a su posición inicial y la turbina



retoma la velocidad máxima inmediatamente sin que se haya originado un proceso de parada-arranque, con la pérdida de tiempo que ello implica.

### 3.4.1.4 Vida útil

La vida útil de la instalación desde la puesta en servicio definitiva del parque hasta su cierre se estima en 20 años. Esta circunstancia está acreditada por un certificado del fabricante.

### 3.4.1.5 Planos

La dirección predominante del viento es la nor-noreste y la noreste, en general para estos casos (viento predominante en una sola dirección) se recomienda una distribución en filas alineadas, con separación transversal (perpendicular a la del viento dominante) entre turbinas de tres a cinco veces el diámetro del rotor, y de cinco a nueve veces el diámetro del rotor en dirección del viento dominante. Al pasar el aire por las turbinas eólicas éstas generan una turbulencia en el viento y por consecuencia una disminución de energía y del aprovechamiento de la misma en las siguientes turbinas del parque. Pero al ser un parque eólico de tan solo 3 turbinas alineadas en una sola fila no es necesario tener en cuenta los efectos de las estelas.

Por el tamaño del terreno del que se dispone cada turbina estará separada de la siguiente por una distancia igual a 3 veces el diámetro del rotor. Entonces la distancia longitudinal que ocuparan los aerogeneradores será de:

$$71 + 3 \cdot 71 + 71 + 3 \cdot 71 + 71 = 9 \cdot 71 = 639 \text{ m}$$



Figura 3.20 Vista aérea del terreno donde se colocarán los aerogeneradores y medición del espaciado entre los mismos.

### 3.4.1.6 Estimación de energía generada

La energía eléctrica que se espera generar mediante estas tres turbinas se calcula de la siguiente forma:

$$E = \text{Factor de capacidad (FC)} \cdot \text{Nº de horas equivalentes (h. e.)} \cdot \text{Potencia}$$

Estos datos son facilitados en el anuario energético de Canarias en el punto "4.1.4 Horas equivalentes y factor de capacidad" y en el anuario de AEE. En la isla de La Gomera solo existen los datos que arroja el único parque eólico existente en la isla (2100 h.e.), como ya se avisa en el anuario energético de Canarias "Hay instalaciones que por razones técnicas han funcionado por debajo de lo normal, y que por tanto, han tenido unas horas equivalentes muy bajas que no se corresponderían con el potencial eólico de las zonas en las que se encuentran ubicados" [7]. Sin embargo en el anuario de AEE se estima que el número de horas equivalentes en la isla es de 4.500. Los datos que aportan fuentes del cabildo de la Gomera sitúan este valor en torno a las 3300 h.e. dato que parece probable sea el más cercano a la realidad y que por tanto se usará en este proyecto. Para el factor de capacidad tomaremos el valor promedio en el año 2014 en la comunidad autónoma de las Islas Canarias, 30,8 %.

$$E = 0.308 \cdot 3.300 \frac{\text{h. e.}}{\text{año}} \cdot 6,9 \text{ MW} = 7,01 \text{ GWh/año}$$

Teniendo en cuenta que se calcula una vida útil de 20 años, las turbinas generaran una energía de:

$$E = 7,01 \frac{\text{GWh}}{\text{año}} \cdot 20 \text{ años} = 140,2 \text{ GWh}$$

### 3.4.2 Gran Canaria

El caso de Gran Canaria es muy distinto al de La Gomera. En esta isla ya existen multitud de parques eólicos, sumando entre todos ellos una potencia nominal instalada de 86 MW en el año 2014. Además la isla cuenta con varios métodos de generación de energía como son: ciclo de vapor, ciclo combinado, turbina de gas, diesel, fotovoltaica y la ya mencionada eólica.

En el siguiente atlas eólico que proporciona el IDAE, se muestra la velocidad media del viento a 80 m de altura en la isla:

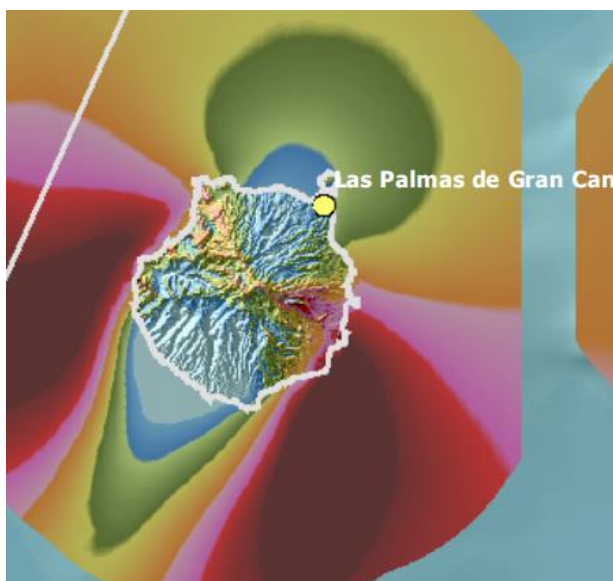
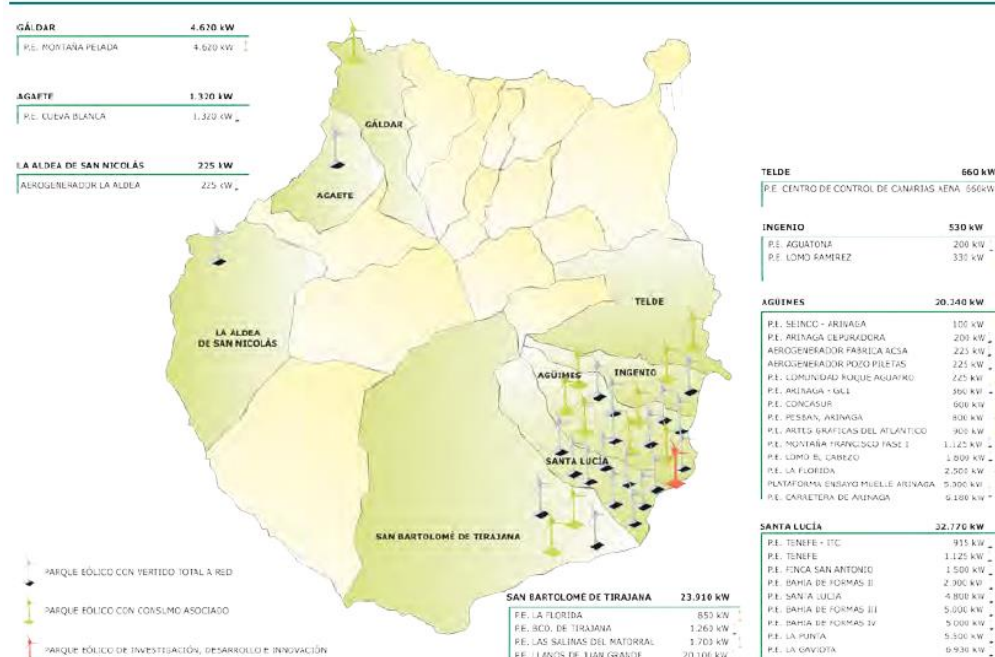


Figura 3.21 Atlas eólico de la isla de Gran Canaria [16]

Los parques eólicos se distribuyen en la isla acorde a la calidad de este recurso eólico. Se puede observar que la mayoría de las turbinas están situadas en la zona este de la isla, como es lógico al poseer esta unas velocidades medias del viento más elevadas.

#### GRAN CANARIA



*Nota: no se incluye las instalaciones minieólicas instaladas*

Figura 3.22 Localización de los parques eólicos en Gran Canaria [7]

También es muy importante tener en cuenta a la hora de elegir el emplazamiento del parque eólico las zonas donde se encuentran los espacios naturales protegidos, que son los que se muestran en el siguiente plano:



Figura 3.23 E.N.P. de Gran Canaria [32]

Entonces conociendo el recurso eólico disponible en la isla y los E.N.P., las áreas de interés para la proyección de un nuevo parque eólico son las siguientes:

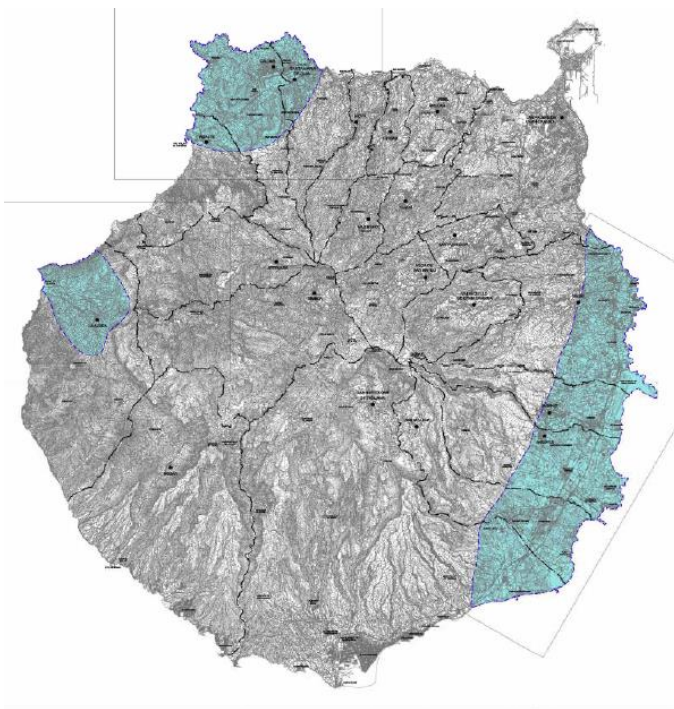


Figura 3.24 Áreas aptas en Gran Canaria para el estudio de construcción de un parque eólico onshore. [35]

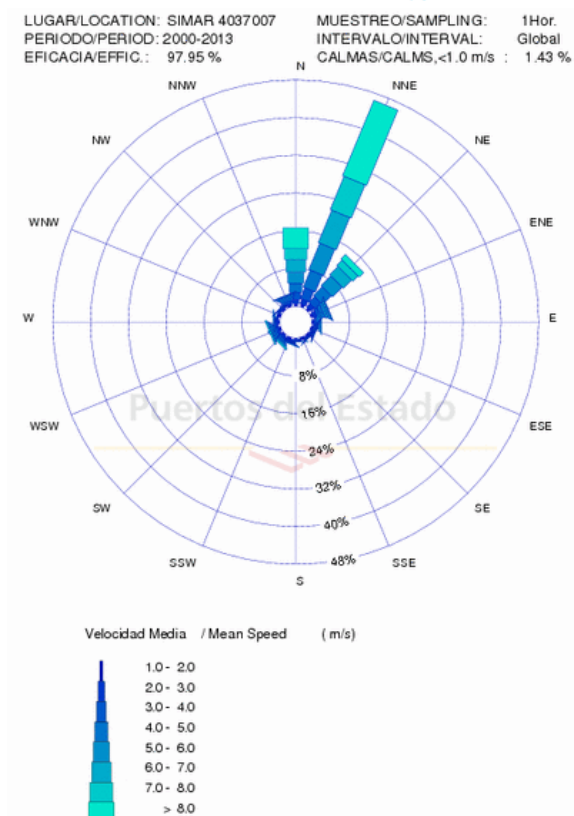


### 3.4.2.1 Estudio del recurso eólico en Gran Canaria

En este apartado se muestran los datos del recurso eólico en cada uno de los tres puntos de interés citados anteriormente. La información es proporcionada por puertos del estado, que facilita la rosa de los vientos y el diagrama de Weibull en los puntos de estudio.

Parte sureste:

**WIND SPEED ROSE at SIMAR Point 4037007 , period 2000-2013**



**VIENTO MEDIO/MEAN WIND SPEED**

LUGAR/LOCATION : SIMAR 4037007  
 AÑOS/YEARS : 2000-2013 PERIODO/PERIOD : Global  
 MUESTREO/SAMPLING : 1 Hor. EFICACIA/EFFIC. : 98.14 %

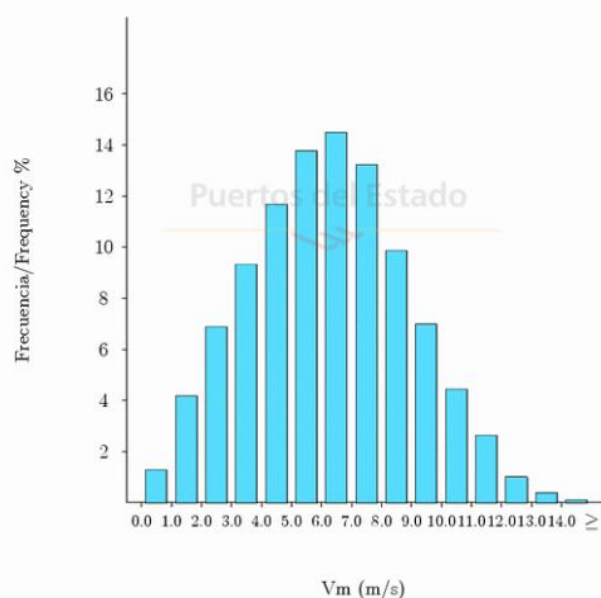


Figura 3.25 Rosa de los vientos y distribución de Weibull del punto SIMAR 4037007 [29]

Parte noroeste:

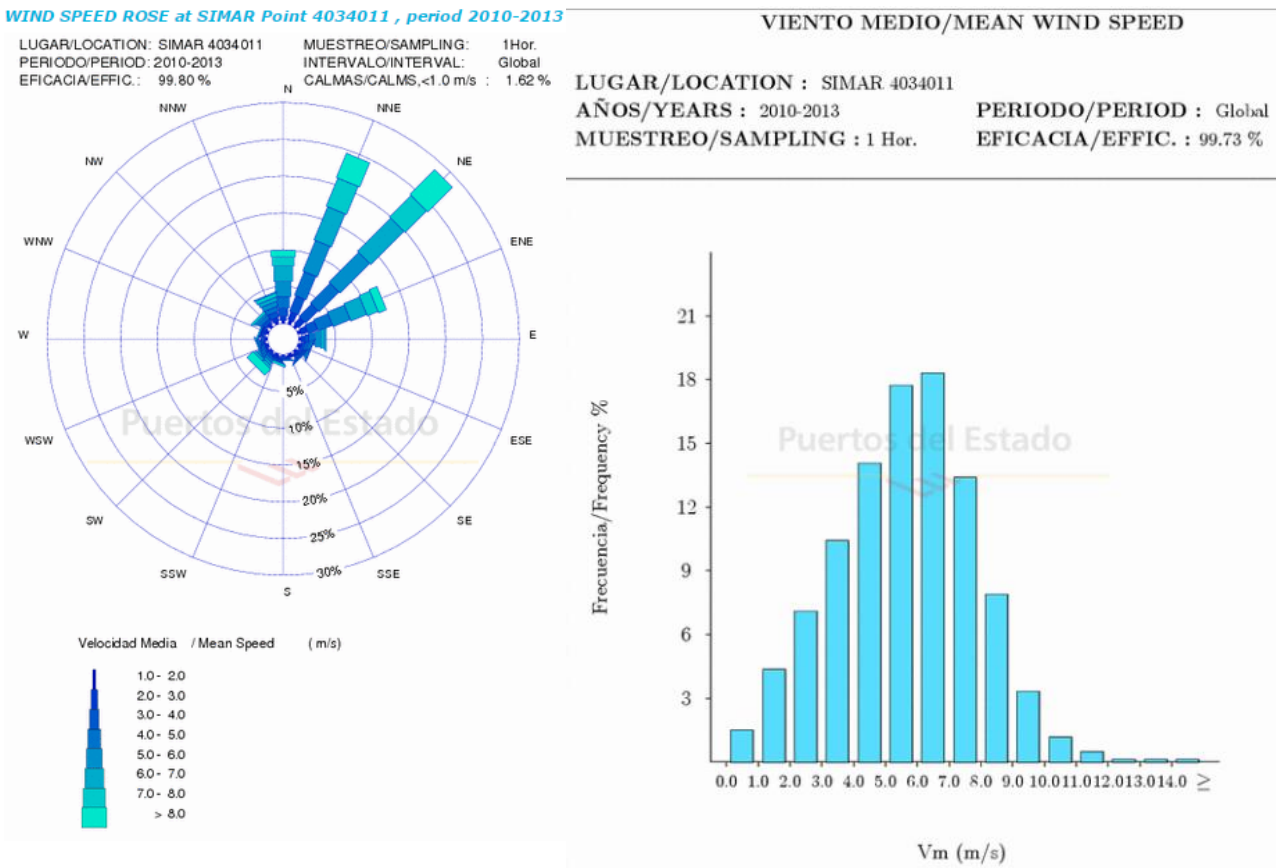
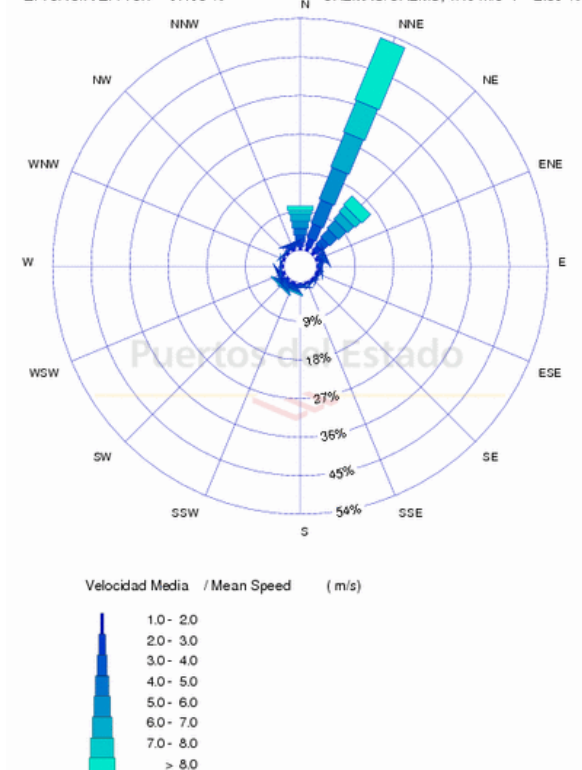


Figura 3.26 Rosa de los vientos y distribución de Weibull del punto SIMAR 4034011 [29]

Parte oeste:

#### WIND SPEED ROSE at SIMAR Point 4032009 , period 2000-2013

LUGAR/LOCATION: SIMAR 4032009 MUESTREO/SAMPLING: 1Hor.  
PERIODO/PERIOD: 2000-2013 INTERVALO/INTERVAL: Global  
EFICACIA/EFFIC.: 97.95 % CALMAS/CALMS,<1.0 m/s : 2.53 %



#### VIENTO MEDIO/MEAN WIND SPEED

LUGAR/LOCATION : SIMAR 4032009  
AÑOS/YEARS : 2000-2013 PERIODO/PERIOD : Global  
MUESTREO/SAMPLING : 1 Hor. EFICACIA/EFFIC. : 98.14 %

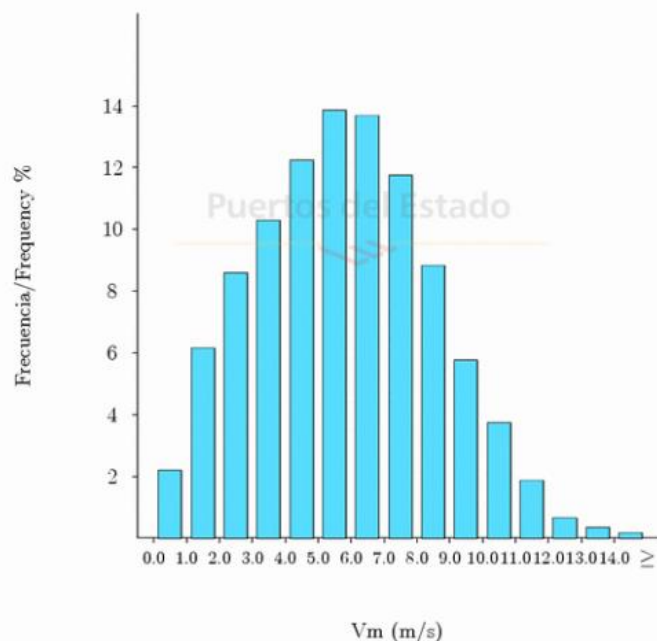


Figura 3.27 Rosa de los vientos y distribución de Weibull del punto SIMAR 4032009 [29]

### 3.4.2.2 Selección final del emplazamiento

Finalmente se opta por la instalación del parque eólico en la parte oeste de la isla por ser esta una zona alejada de los principales núcleos turísticos y urbanos (Las Palmas de Gran Canaria, Telde, Santa Lucía y San Bartolomé de Tirajana), lo que minimizará los impactos negativos del mismo. Además se encuentra a una distancia razonable de la que será su principal fuente de consumo, la central hidroeléctrica Chira-Soria.

Para evitar una gran concentración de molinos eólicos la potencia nominal del parque se fija en 6,9 MW (3 turbinas enercon E-70). Dicha potencia no es suficiente para abastecer el consumo de bombeo de la central hidroeléctrica que se fija en torno a los 100 MW. El resto de la potencia será cubierta por los distintos parques eólicos ya existentes en la isla con una potencia total de 86 MW.





Figura 3.28 Emplazamiento del parque eólico al oeste de Gran Canaria. [35]

En la imagen se muestra en color verde y beis los terrenos rurales disponibles para instalación de las turbinas eólicas. Se escoge la que está más próxima a la costa ya que esta dispone de mejores recursos eólicos.

Según los datos de la sede electrónica del catastro, estos terrenos están reservados para el uso agrario por lo que para llevar a cabo la instalación de las turbinas habría que previamente recalificar el terreno para poder ser usado con un fin industrial.

En esta zona el viento tiene dirección predominante nor-noreste, en general para estos casos (viento predominante en una sola dirección) se recomienda una distribución en filas alineadas, con separación transversal (perpendicular a la del viento dominante) entre turbinas de tres a cinco veces el diámetro del rotor, y de cinco a nueve veces el diámetro del rotor en dirección del viento dominante. Al ser un parque eólico de tan solo 3 turbinas alineadas en una sola fila no es necesario tener en cuenta los efectos de las estelas.

Por el tamaño del terreno del que se dispone cada turbina estará separada de la siguiente por una distancia igual a 4 veces el diámetro del rotor. Entonces la distancia longitudinal que ocuparan los aerogeneradores será de:

$$71 + 4 \cdot 71 + 71 + 4 \cdot 71 + 71 = 11 \cdot 71 = 781 \text{ m}$$



Figura 3.29 Distribución de los 3 aerogeneradores en el espacio asignado y con el correspondiente espaciado entre ellos.

### 3.4.2.3 Estimación de energía generada

La energía eléctrica que se espera generar mediante el parque eólico se calcula de idéntica forma al parque de La Gomera:

$$E = \text{Factor de capacidad (FC)} \cdot \text{Nº de horas equivalentes (h. e.)} \cdot \text{Potencia}$$

Acudiendo de igual manera al anuario energético, se asignan los siguientes valores:

$$E = 0.342 \cdot 2.999 \frac{\text{h. e.}}{\text{año}} \cdot 6,9 \text{ MW} = 7,08 \text{ GWh/año}$$

A lo largo de su vida útil las turbinas generarán:

$$E = 7,08 \frac{\text{GWh}}{\text{año}} \cdot 20 \text{ años} = 141,6 \text{ GWh}$$

## 3.5 HIDROELÉCTRICA

El propósito de este apartado es conocer los recursos hídricos y embalses disponibles para su uso en las islas de La Gomera y Gran Canaria. Para analizar si estos son suficientes, y si es técnicamente viable la conexión entre dos de ellos con la intención de instalar un sistema de bombeo y turbinado entre los mismos.

Los recursos eólicos en Canarias son muy buenos, al contrario que los recursos hídricos que son muy escasos. Este problema viene propiciado por la escasez de recursos naturales, debilidad medioambiental, impacto de actividades económicas y la alta densidad de población.

Hasta la década de los 50, los canarios dependían del ciclo del agua, pero el desarrollo humano en las islas ha llevado a la instalación de tecnología para la obtención de agua como pozos y galerías, reutilización de agua y desalación del agua del mar. No obstante la sobreexplotación y las industrias han llevado a la contaminación de los recursos naturales.

Los recursos hídricos disponibles en Canarias son de tres tipos: las aguas superficiales, las aguas subterráneas y las aguas procedentes de la desalación.

Las islas de Gran Canaria y La Gomera son las que disponen de mayor capacidad de agua embalsada, porque sus suelos son más impermeables. Otras islas, como Tenerife y El Hierro, debido a las pronunciadas pendientes y a la permeabilidad de los terrenos, presentan muchas dificultades para la construcción de presas [36].

### 3.5.1 Descripción de los recursos hídricos de la isla de La Gomera

En La Gomera hay 34 presas y dos balsas, con una capacidad total de alrededor de 4,8 hm<sup>3</sup> y un almacenamiento o agua disponible para su aprovechamiento de 3,4 hm<sup>3</sup>. El 90% de la capacidad total es de propiedad pública y el 10% restante corresponde a propiedad privada. Las mayores presas son Amalahuigue, La encantadora, Mulagua, Chejelipes y La Palmita. Estas cinco presas representan el 70 % de la capacidad total de embalses de La Gomera. Es, junto con Gran Canaria, una de las islas con mayores recursos hídricos de la comunidad autónoma [37]. Como se mencionó con anterioridad, La Gomera solo cuenta con 360 kW de potencia eólica instalada. Es por todas estas características, por las que se estudiará la posibilidad de convertir alguna de las presas ya construidas en la isla en presas de bombeo para aportar estabilidad a la red tras la repotenciación del parque eólico.

La estabilidad de la red, es la capacidad de un sistema de recuperarse frente a perturbaciones y transitorios, manteniendo las variables de tensión y frecuencia

dentro de rango. Las energías renovables con sus oscilaciones desestabilizan la red. Los sistemas de almacenamiento como los embalses de bombeo aumentan la estabilidad.

A continuación se adjunta una tabla donde se muestran las mayores presas existentes en La Gomera, su capacidad, su volumen medio almacenado y su altura respecto al nivel del mar:

Nombre	COTA (m)	Altura (m)	Capacidad (miles de m3)	Volumen medio almacenado (miles de m3)
Amalahuigue	570	57	950	200
La Encantadora	304	43	750	750
Mulagua	350	47,5	700	500
Chejelipes	210	42	600	600
La Palmita	526	25	350	250

Figura 3.30 Tabla con las mayores presas existentes en La Gomera y sus características. Adaptado de [37]

## 3.5.2 Emplazamiento

Con la intención de minimizar los costes del proyecto y aprovechar los recursos existentes en la isla, se propone la unión mediante una canalización entre Amalahuigue (570 m.s.n.m.) y La Encantadora (304 m.s.n.m.) ya que se encuentran a una distancia de tan solo 3.5 km, poseen las mayores capacidades de almacenamiento de agua y el desnivel existente entre ambas es más que suficiente para el propósito de almacenaje de electricidad en forma de energía potencial en un deposito superior de agua.

Además la canalización necesaria para unir ambos embalses no atraviesa ningún espacio natural protegido de la isla, por lo que no es necesario que sea soterrada.

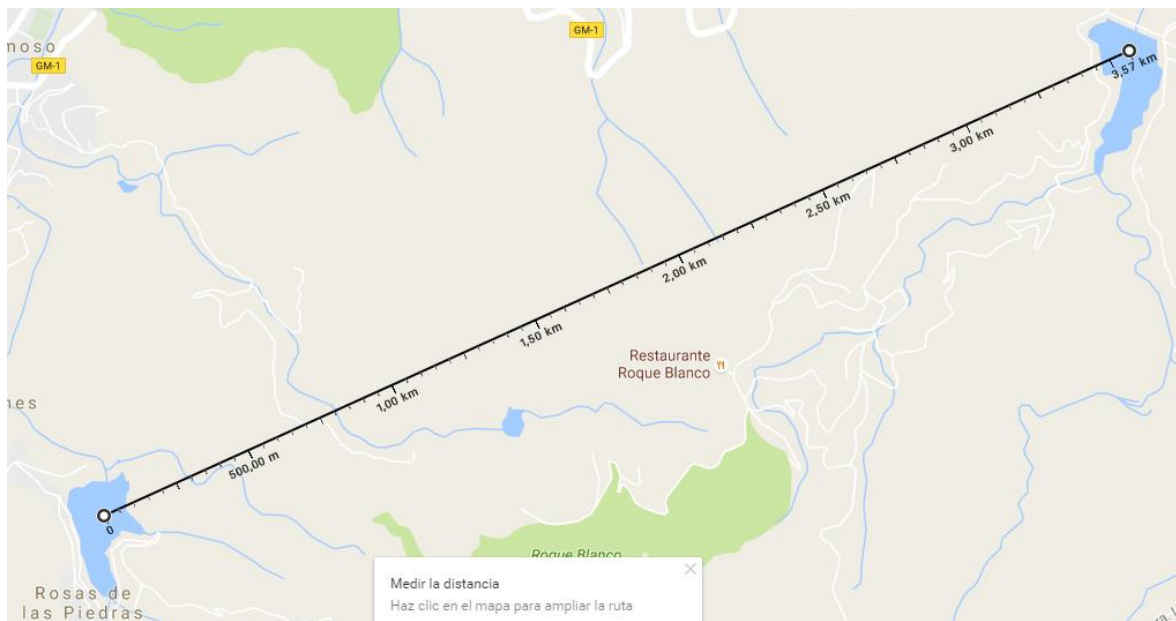


Figura 3.31 Plano de las dos presas en la que se muestra la distancia entre ambas.

Tras analizar todas las posibles combinaciones de embalses con capacidad suficiente para garantizar la potencia eléctrica necesaria para este proyecto, se observa que el emplazamiento elegido, sería el más adecuado debido a la distancia entre los embalses y el desnivel que existe entre ellos. Aun así los datos del volumen medio de agua embalsada en Almalahuigue son de media durante el año 200.000 m<sup>3</sup> de agua, alrededor del 20% de su capacidad total. Además parte del volumen de este agua es destinado a usos agrarios por lo que su utilización estaría restringida. Por otra parte, no se podría aportar agua procedente del mar al embalse con el objetivo de ser turbinada ya que la isla de La Gomera no posee planta desaladora e instalar una nueva con el único objetivo de abastecer a los embalses sería demasiado costoso. Todo esto hace inviable la utilización de los recursos hídricos de este embalse para la generación de electricidad. Por lo que finalmente se desecha la idea de la construcción de un embalse de bombeo en la isla de La Gomera.

No obstante, el proyecto de repotenciación del parque eólico de Epina es totalmente viable aunque debido a la imposibilidad de la construcción de un embalse de bombeo que pueda almacenar los excedentes energéticos procedentes de los aerogeneradores, la potencia del mismo debe limitarse a 6,9 MW (6,5-10 MW rango de consumo en La Gomera), o lo que es lo mismo, 3 turbinas Enercon E-70.

Esto es así ya que los motores diesel, principal método de generación de la electricidad en la isla, son capaces de adaptarse de forma rápida a la curva de demanda eléctrica, permitiendo la inyección de electricidad procedente de los aerogeneradores a la red en un periodo corto de tiempo.

### 3.5.3 Descripción de los recursos hídricos de la isla de Gran Canaria

La isla de Gran Canaria posee multitud de embalses, balsas y estanques. En este apartado solo se mencionaran aquellos que resultan de interés para la finalidad del presente proyecto. Estos son:

Presa	Capacidad (m <sup>3</sup> )	m.s.n.m. Cauce/Coronación
Soria	32.300.000	490 / 610
Chira	4.030.000	875 / 907
Cueva Niñas	5.180.820	858 / 890
Parralillo	4.592.000	290 / 347
El Siberio	4.800.000	207 / 277
Caidero Niña	2.030.000	160 / 206
Lugarejos	1.186.150	820 / 860
Ayagaures	1.700.000	271 / 311
Los Pérez	1.701.986	775 / 820
Gambuesa	1.240.000	306 / 350
Chamoriscán	1.440.000	225 / 260
Las Hoyas	1.013.298	890 / 930
Tirajana	3.105.000	356 / 400
El Mulato	1.068.387	705 / 745

Figura 3.32 Principales embalses de Gran Canaria [35].

Ninguno de ellos se destina a la generación de electricidad. Los principales usos de este agua son agrícolas y de abastecimiento de la población.

Lo que se pretende es conectar dos embalses, con la mayor capacidad de agua almacenada y la mayor diferencia de altura entre las aguas embalsadas posible. Para maximizar así la cantidad de energía eléctrica que puede ser almacenada.

La potencia eléctrica generada por el salto de agua cumple la siguiente ecuación:

$$P = \rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot Q$$

siendo P, la potencia generada por la masa de agua en movimiento [W]

$\rho$ , la densidad del agua [kg/m<sup>3</sup>]

$\Delta h$ , la diferencia de cota entre los embalses [m]

y Q, el caudal de agua [m<sup>3</sup>/s]

Como se puede observar, los únicos parámetros que podemos variar en la fórmula serán el caudal y la diferencia de altura (dependiendo del emplazamiento y de la altura que alcance el cauce en cada momento) ya que la densidad del agua y la fuerza de la gravedad se mantendrán invariables. No obstante también debemos de tener en cuenta la distancia que separa a los embalses, esta debe de ser la mínima posible, ya que una distancia de decenas de kilómetros haría que el proyecto fuese económicamente inviable.

### 3.5.4 Emplazamiento

Teniendo en cuenta la fórmula del apartado anterior, se ha elaborado una tabla comparando las diferencias de altura entre los embalses.

Embalse Superior	Embalse Inferior	Dif. Altura Cauce	Dif. Altura Coronación
Chira	Soria	385	297
Cueva Niñas	Soria	368	280
Parralillo	El Siberio	83	70
El Siberio	Caidero Niña	47	71
Gambuesa	Ayagaures	35	39
Las Hoyas	Lugarejos	70	70
Lugarejos	Los Pérez	45	40
Cueva Niñas	El Mulato	103	145

Figura 3.33 Mejores combinaciones entre embalses atendiendo a su diferencia de altura. [35]

Tomando la diferencia de altura entre los cauces como la altura que debemos tener en cuenta a la hora de generar la energía eléctrica y escogiendo las combinaciones que permiten embalsar más agua, se desarrolla la siguiente tabla.



Embalse Superior	Embalse Inferior	Diferencia de Altura (m)	Volumen (m <sup>3</sup> )
Chira*	Soria	385	4.030.000
Cueva Niñas*	Soria	368	5.180.820
Parralillo*	El Siberio	82,82	4.592.000
Parralillo	Caidero Niñas*	145,9	2.030.000
El Siberio	Cadeiro Niñas*	63	2.030.000

- (\*) Presa de menor capacidad .
- Volumen utilizado: presa de menor capacidad .

Figura 3.34 Mejores combinaciones entre embalses. [35]

De estas 5 posibilidades, se estudiarán las conexiones Chira-Soria y Cueva de las Niñas-Soria por ser, con gran diferencia, las que generarían una mayor cantidad de electricidad. La distancia entre el embalse de Cueva de la Niñas y Soria es de 1,16 km y la distancia entre los embalses de Chira y Soria es de 2.07 km.

El consejo insular de agua de Gran Canaria no facilita la capacidad de agua embalsada en el embalse de Cueva de las Niñas. Por lo que al solo disponer de la información de agua embalsada en los embalses de Chira y Soria se procederá a la realización del cálculo en los mismos.

### 3.5.5 Cálculos

Según informa el consejo insular de aguas, para la realización de este proyecto se debe garantizar el mantenimiento de al menos 5 hm<sup>3</sup> de agua embalsada en la presa de Soria [38]. Contando con que su volumen máximo es de 15 hm<sup>3</sup>, nos quedan 10 hm<sup>3</sup> de agua que pueden ser bombeados al embalse superior de Chira. Sin embargo la capacidad de Chira es de 5,6 hm<sup>3</sup> de los cuales al menos 0,3 hm<sup>3</sup> deben de permanecer embalsados para garantizar el abastecimiento necesario. Con lo que finalmente se disponen de 5,3 hm<sup>3</sup> de agua para la generación de electricidad.

La demanda eléctrica que nos interesa cubrir mediante la generación hidráulica es de aproximadamente 40 MW (420-460 MW) entre las 9 y las 16 horas y 100 MW (420-520 MW) entre las 18 y las 22 horas acorde con la demanda promedio en Gran Canaria (Ver figura 3.35). Aunque varios informes sobre el proyecto valoran potencias de entre 150 y 200 MW.

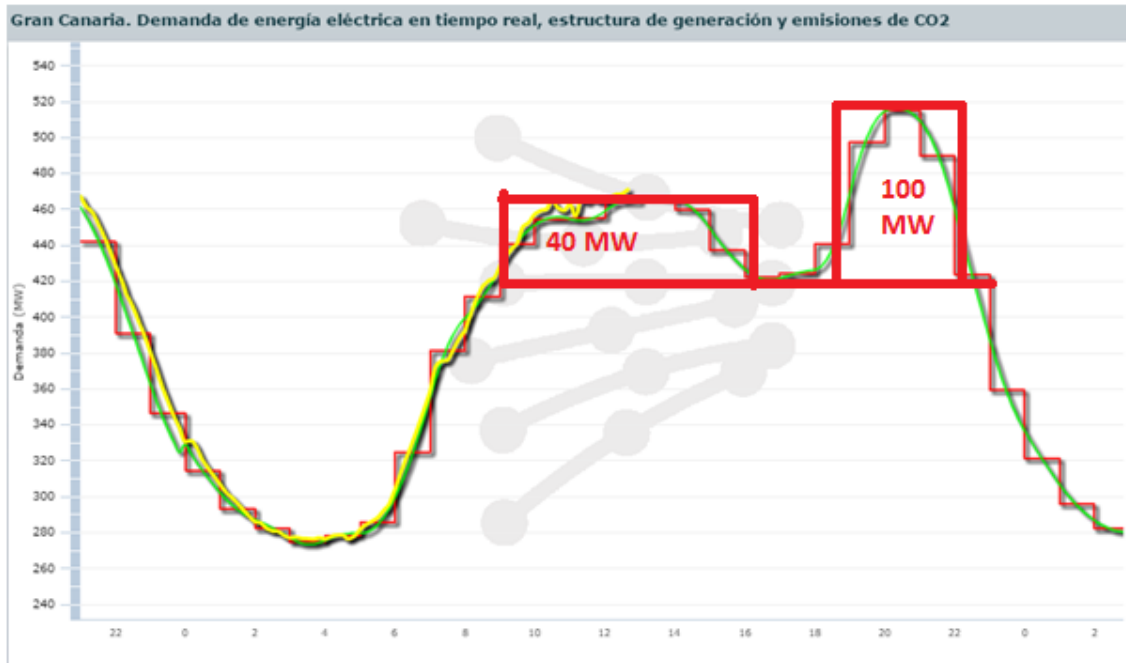


Figura 3.35 Demanda energética de Gran Canaria. Adaptado de [39]

De la fórmula anteriormente presentada, despejamos el caudal Q:

$$P = \rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot Q \rightarrow Q = \frac{P}{\rho \cdot g \cdot \Delta h}$$

$$Q_{100} = \frac{100 \cdot 10^6}{10^3 \cdot 9,81 \cdot 385} = 26,5 \frac{m^3}{s}$$

$$Q_{40} = \frac{40 \cdot 10^6}{10^3 \cdot 9,81 \cdot 385} = 10,6 \frac{m^3}{s}$$

Por lo que en un día promedio se desembalsarían:

$$V_{diario} = Q_{40} \cdot 3600 \cdot 7 + Q_{100} \cdot 3600 \cdot 4 = 650000 m^3 = 0,65 hm^3/día$$

Si se dispone del 100% del volumen de agua embalsado en el embalse de Chira, y no hay aporte alguno de bombeo de agua del embalse inferior al superior, el sistema sería capaz de funcionar durante:

$$t = \frac{5,3}{0,65} = 8,15 \approx 8 \text{ días}$$

Aunque es poco frecuente que en Gran Canaria haya 8 días seguidos sin generación eólica, por lo que el sistema podría funcionar durante más tiempo siempre y cuando se disponga del recurso hídrico suficiente.

En caso de no disponer de una cantidad de agua embalsada suficiente para la generación de electricidad mediante su turbinación, esta podría ser aportada a los

embalses mediante sistemas de desalación. Aunque estos sistemas requieren largos periodos de tiempo para aportar cada  $\text{hm}^3$  de agua, por lo que no proporciona una solución inmediata. También se debería de aportar agua al embalse inferior procedente de desaladoras con el fin de garantizar el volumen mínimo de agua embalsada destinada al abastecimiento [38].

No obstante se debe tener una fuente de consumo de electricidad proveniente de los aerogeneradores alternativa al embalse de bombeo para ocasiones en las que no haya agua disponible para ser bombeada o la cantidad de potencia absorbida por la central hidráulica sea inferior a la generada por los aerogeneradores.

### 3.5.5.1 Estimación de energía generada

Conseguir generar los 40 MW y 100 MW durante las horas establecidas depende de varios factores mencionados en el apartado anterior. En caso de que se pudiera llevar a cabo, se generaría una cantidad de energía igual a:

$$E = (40 \cdot 7 + 100 \cdot 4) \frac{\text{MWh}}{\text{día}} \cdot 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 248,2 \text{ GWh/año}$$

Lo que supondría aproximadamente el 7% del consumo anual de energía eléctrica de la isla de Gran Canaria.

Ahora bien, para ello tendríamos que inyectar, teniendo en cuenta que el rendimiento típico de un embalse de bombeo se sitúa en aproximadamente 0'8, una energía de:

$$E = \frac{248,2 \text{ GWh}}{0,8} = 310,25 \text{ GWh}$$

310,25 GWh que deben proceder de la energía eólica, cuando en la isla se generaron en el año 2014, 244GWh. Lo cual nos hace entender que es imposible que se suministren estas cantidades de energía de forma diaria.

De acuerdo con el histórico de datos que proporciona el cabildo de Gran Canaria los niveles más bajos de agua embalsada se dan en los meses de agosto, septiembre, octubre y noviembre [38]. Mientras que los meses con velocidades medias más bajas del viento se dan según datos del IDAE en otoño e invierno [16]. Por lo que coincide que durante los meses de octubre y noviembre tendremos poco recurso tanto eólico como hídrico. Por este motivo se prevé que la generación de energía eléctrica mediante el embalse de bombeo será casi nula. Procedemos a recalculer la energía que demandaría y generaría el embalse teniendo en cuenta lo expuesto:

$$E_{\text{generada}} = (40 \cdot 7 + 100 \cdot 4) \frac{\text{MWh}}{\text{día}} \cdot 304 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 206,7 \frac{\text{GWh}}{\text{año}}$$

$$E_{consumida} = \frac{206,7 \text{ GWh/año}}{0,8} = 258,4 \frac{\text{GWh}}{\text{año}}$$

Aun así 258,4 GWh sigue siendo más que los 244 GWh generados a partir de la eólica, es por esto que no tendría sentido la construcción de tal embalse de bombeo si no se acompaña de la instalación de una alta potencia de energía eólica en los siguientes años. Esto pudiera ser así gracias al cupo abierto por la CNMC de 450 MW de energía eólica para Las Islas Canarias, aunque habrá que esperar hasta finales de 2019 para saber cuántos MW acaban siendo finalmente instalados en la isla de Gran Canaria.

## 3.5.6 Elección de la turbomaquinaria

El embalse de bombeo puede consumir energía (en la central de bombeo) o bien generarla (en la central hidroeléctrica). Por lo tanto hay dos funciones del sistema, en las que se debe de elegir la turbomaquinaria que mejor se adapte. Para ello, se analizan características como el caudal de agua disponible, la diferencia de cota entre los embalses y la potencia que se generará/consumirá.

### 3.5.6.1 Turbinación

Elegir el tipo de turbina que vamos a utilizar para generar electricidad en una central hidroeléctrica es relativamente sencillo si nos fijamos en el anexo II del presente proyecto. En él, se muestra un gráfico generalista en el que dependiendo del salto de agua disponible y el caudal turbinado se usará una turbina Pelton, Francis o Kaplan. Para nuestro caso queda descartado el uso de turbinas Kaplan ya que estas requieren un caudal mínimo de unos 30 m<sup>3</sup>/s y un desnivel máximo de unos 50 metros.

Una de las características de la turbomaquinaria, es que solo funciona de forma óptima cuando su régimen de giro es el del punto de diseño. Por lo que no podemos instalar una turbina que genere 100 MW de potencia ya que en tal caso, la central tendría un rendimiento muy bajo al trabajar la mayor parte del tiempo fuera de las condiciones de diseño.

La solución típica para este tipo de problema es dividir esos 100 MW en varias turbinas de tal forma que se puedan ir activando una a una para así generar esta electricidad de forma escalonada y disponer de un mayor control de la producción.

El salto de agua disponible es de 385 metros de altura siendo más adecuado para este tipo de situación las turbinas Pelton o las Francis lentas. El programa web de "GlobalHydroEnergy" arroja los siguientes datos:



Figura 3.36 Gráfico acorde a caudal y diferencia de cota [40]



Figura 3.37 Gráfico acorde a caudal y diferencia de cota. [40]

Por lo que se valora la posibilidad de instalar 3 turbinas Pelton de 6,8 MW de potencia por turbina y 7 turbinas Pelton de 13,6 MW de potencia por turbina, siendo la potencia total de:

$$3 \cdot 6,8 + 7 \cdot 13,6 = 115,6 \text{ MW}$$

De tal forma que quede garantizada la total funcionalidad del sistema incluso cuando parte de la turbinas estén averiadas o bajo procesos de revisión o mantenimiento.

Deben de ser tenidas en cuenta y calculadas, todas las pérdidas que surgen en el proceso de generación de la electricidad. El agua pierde energía debido al rozamiento con las tuberías, y una vez llega a la turbina hay pérdidas debido al sistema mecánico y eléctrico por lo que la potencia teórica difiere de la real, diferencia que debe de ser calculada. Previamente y de forma teórica se calculó para la generación de 100 MW de potencia un caudal de 26,5 m<sup>3</sup>/s. En los datos que aporta "GlobalHydroEnergy" para sus turbinas se aprecia que el gasto másico requerido por cada 6,8 MW son 2 m<sup>3</sup>/s lo que haría un total de 30 m<sup>3</sup>/s para hacer posible la generación de 100 MW de potencia eléctrica y 12 m<sup>3</sup>/s para la generación de 40 MW de potencia. Por lo que rehaciendo los cálculos anteriores:

$$V_{diario} = Q_{40} \cdot 3600 \cdot 7 + Q_{100} \cdot 3600 \cdot 4 = 734400 \frac{m^3}{día} = 0,7344 \text{ hm}^3/día$$

Si se dispone del 100% del volumen de agua embalsado en el embalse de Chira, y no hay aporte alguno de bombeo de agua del embalse inferior al superior, el sistema sería capaz de funcionar durante:

$$t = \frac{5,3}{0,7344} = 7,21 \text{ días}$$

Valorando estas cifras, no parece muy razonable que el embalse de bombeo alcance potencias de 200 MW como se cita en el proyecto oficial ya que esto supondría un sobre coste importante para una infraestructura que funcionaría al 100% de su potencia en escasas horas al año.

En cuanto al tipo de turbina que se pudiera utilizar, otros proveedores y fuentes aportan la siguiente información:



Salto neto $H_n$ [m]	Tipo de turbina	Velocidad específica $n_s$ [r.p.m.]
1-200	Flujo cruzado (Ossberger, Michell-Banki)	10-200
Más de 400	Pelton con un inyector	Hasta 25
400-100	Pelton con un inyector	26-35
400-100	Pelton con dos inyectores	36-50
800-400	Pelton con dos inyectores	26-35
400-100	Pelton con cuatro inyectores	51-72
400-200	Francis muy lenta	58-70
200-100	Francis lenta	70-120
100-50	Francis media	120-200
50-25	Francis rápida	200-300
25-15	Francis muy rápida	300-450
Hasta 15	Hélice muy rápida	400-500
50-15	Kaplan lenta	270-500
15-5	Kaplan rápida	500-800
Menos de 5	Kaplan muy rápida	800-1100

Figura 3.38 Elección de turbina según salto y velocidad específica. Adaptado de [41]

Por lo que se valora la posibilidad de implementar una turbina Francis muy lenta (58-70 rpm).

Cuando para una altura de salto determinada se puede colocar más de un tipo de turbina, uno de los parámetros decisivos a la hora de seleccionar uno u otro tipo es el rendimiento de la misma a cargas parciales, es decir, a caudales que representan un cierto porcentaje del caudal nominal [41].

En la curva siguiente se muestra la comparación de la evolución del rendimiento de una turbina Pelton, Francis y Kaplan en función del caudal.

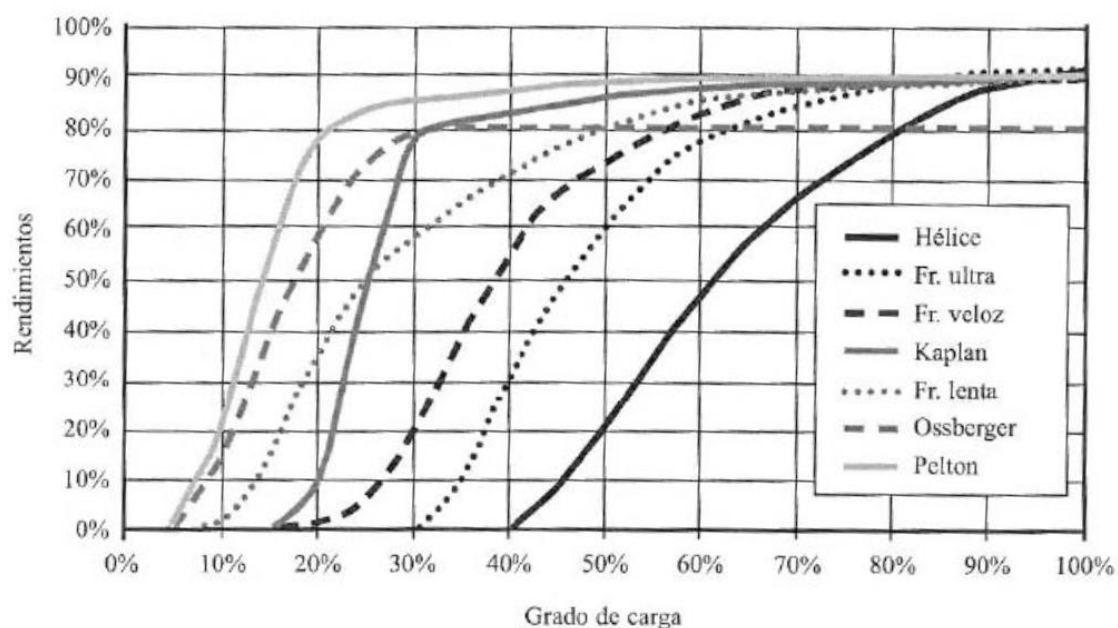


Figura 3.39 Comparación del rendimiento de distintas turbinas a cargas parciales. [41]

Empresas como VOITH o ANDRITZ HYDRO fabrican turbinas Francis reversibles las cuales pueden funcionar como turbina o como bomba dependiendo del sentido de giro del rodete. Este tipo de turbinas son las utilizadas en otros embalses de bombeo en España como en La Muela II (Cortes de Pallás, Valencia) y Tajo la encantada (Málaga). Pero la información disponible acerca de este tipo de tecnología es muy escasa y los citados fabricantes no proporcionan ningún catálogo.

Se valora cual de los dos sistemas es el más interesante, teniendo presente que con las turbinas Francis reversibles no es necesario la instalación de máquinas de bombeo lo que reduce sensiblemente el coste de la instalación, a pesar de tener estas un rendimiento menor a cargas parciales por debajo del 60%. Por lo que finalmente se decide instalar turbinas Francis reversibles.

### 3.5.6.2 Bombeo

El funcionamiento de una bomba de agua cumple el Principio de Bernoulli, por el que en un fluido ideal que se encuentra circulando por un conducto cerrado, su energía permanece constante en cada punto de su recorrido.

La energía que posee un fluido en movimiento es la suma de tres tipos de energía:

- Cinética: La que posee un fluido a causa de su velocidad.
- De flujo: relacionado con la presión.
- Potencial: debido a la altitud del fluido.

Y cumple la siguiente ecuación conocida como el Principio de Bernoulli:

$$\frac{v^2 \cdot \rho}{2} + P + \rho gh = constante$$

donde  $v$ , es la velocidad del fluido.

$\rho$ , es la densidad del fluido.

$P$ , es la presión del fluido a lo largo de la línea de corriente.

$g$ , la aceleración de la gravedad ( $9,8 \text{ m/s}^2$ ).

$h$ , es la altura del fluido desde una cota de referencia.

Una bomba de agua es una máquina capaz de transmitir energía al fluido que pasa a su través, convirtiendo la energía mecánica que recibe en su eje en energía hidráulica



para el fluido, aumentando su velocidad, su presión o su altura, o todas las componentes a la vez [42].

## 3.6 DESALADORA

La escasez de agua en Las Islas Canarias debido a su clima, sus suelos altamente permeables y la gran demanda realizada por sus habitantes ha obligado a la administración pública a buscar fuentes alternativas de agua dulce. Gracias a los avances tecnológicos, se puede tratar el agua del mar para desalarla, potabilizarla y ser consumida por el ser humano.

Este proceso consume grandes cantidades de energía eléctrica (3 KWh/m<sup>3</sup>). Como se puede ver en la siguiente tabla, consumen el 13% de la energía eléctrica en Gran Canaria.

	Volumen total agua desalada Hm <sup>3</sup> /año	Consumo energético
Tenerife	18,0	4%
Gran Canaria	77,1	13%
Fuerteventura	11,9	18%
Lanzarote	16,9	14%
La Gomera	0	0%
El Hierro	0,5	10%
La Palma	0	0%

Figura 3.40 Volumen de agua desalada por isla y el porcentaje de consumo energético asociado [43]

El agua, a diferencia de la electricidad, es fácilmente almacenable. Por ello desalar el agua de mar con la energía que proviene de los parques eólicos aportaría una gran estabilidad a la red eléctrica.

La desalación es un proceso industrial por el cual el agua de mar se convierte en agua dulce perfectamente utilizable para el consumo humano o para el riego e incluso la industria.

El agua posee distintas disoluciones naturales que varían, desde aguas de manantial de 0,2 gramos de sal por litro hasta los 35 gramos del agua de mar. El agua para el consumo humano no debe tener más de 1 gramo por litro ni ser agua destilada. Tampoco es conveniente que sea muy escasa en sales. La desalación se puede realizar mediante diferentes técnicas como la destilación, la congelación, la evaporación instantánea o la formación de hidratos, pero, en la actualidad el método de ósmosis inversa (Anexo V) es el más utilizado y extendido [43].

La desalación tiene gran importancia en países como Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, Estados Unidos y los países del sur de Europa. En España, se usa desde 1970, primero en Canarias, más tarde en Baleares, la Península, Ceuta y Melilla, alcanzando

una producción aproximada de 1.200.000 m<sup>3</sup>/día, de los cuales 700.000 m<sup>3</sup>/día corresponden a la desalación de agua de mar y el resto de agua salobre (agua subterránea).

### 3.7 OTRAS FORMAS DE ALMACENAMIENTO DE ELECTRICIDAD

La combinación de sistemas de energía que aprovechan fuentes intermitentes, con otros que permitan su almacenamiento, es una idea que tiene como objetivo mejorar la eficiencia en el aprovechamiento de dichas fuentes de energía discontinuas y dar continuidad en el suministro. En el caso de fuentes intermitentes de energía, tales como la solar o la eólica, que es la que se estudia en este proyecto, los sistemas de almacenamiento de energía son indispensables si se quiere disponer de un suministro de electricidad estable y continuo.

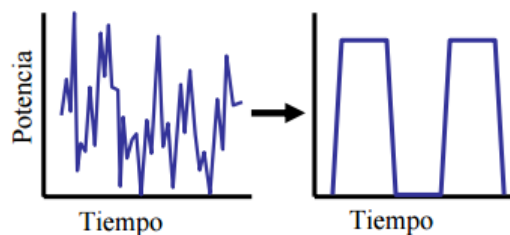


Figura 3.41 Potencia eléctrica generada por fuentes intermitentes de energía sin almacenamiento vs con almacenamiento. [44]

Es deseable contar con sistemas de almacenamiento de energía que sean eficientes y duraderos, a la vez que económicos. Estas tres características son fundamentales para seleccionar un sistema de almacenamiento de energía. También existen otras características como la densidad de energía, la capacidad de transporte y la duración del almacenamiento. Los sistemas físicos de almacenamiento de energía más utilizados, a parte del ya mencionado embalse de bombeo, son:

**Almacenamiento por aire comprimido.** En este sistema, el sobrante de electricidad se utilizaría para comprimir aire a una presión de aproximadamente 80 bar en un gran recinto, por ejemplo, depósitos bajo tierra, minas abandonadas, cavidades rellenas con soluciones minerales o acuíferos. El aire se comprime y se almacena en la cavidad. Durante las horas pico el aire almacenado se calienta previamente en intercambiadores de calor pasando a la cámara de combustión de la turbina donde se originan los gases que finalmente mueven la turbina del generador. La cantidad de combustible requerida para accionar el generador es sensiblemente inferior a la que precisa una turbina de gas convencional, que requiere dos tercios de su potencia para accionar el compresor. Las principales desventajas de este sistema son la dificultad de encontrar un lugar adecuado para el almacenamiento y el elevado coste de instalación.



Figura 3.42 Esquema de almacenamiento de electricidad en forma de aire comprimido. Adaptado de [44]

Baterías, son dispositivos electroquímicos que convierten la energía eléctrica en energía química durante la carga de la batería, y durante la descarga, convierten la energía química en energía eléctrica. Algunas baterías apropiadas para el almacenamiento, son las de cloruro de zinc y agua ( $\text{ZnCl}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$ ), las de litio, con una aleación de sulfuro ferroso ( $\text{Li-FeS}$ ) y las de sulfuro de sodio ( $\text{NaS}$ ). El coste, la duración, la eficiencia, la vida útil de la batería y la energía que puede proporcionar por unidad de volumen y peso son algunas de las características más importantes que deben considerarse antes de seleccionar algún tipo de batería.

Volantes de inercia, son ruedas hechas de un material muy resistente a la tensión y con una distribución de materia que ayuda a soportar grandes velocidades. El volante giratorio forma parte del rotor de un motor eléctrico y la energía eléctrica en zonas valle se almacena en él en forma de energía cinética. En situaciones punta, el volante devuelve su energía almacenada al motor, que pasa a actuar como generador. Para generar electricidad los volantes giratorios se colocan en una unidad sellada al vacío, para evitar las pérdidas por fricción con el aire y se conectan a un motor-generador. Este sistema de almacenamiento no alcanza valores específicos energéticos elevados, y actualmente, su coste puede ser dos veces el de un sistema de baterías convencionales.

Los imanes superconductores. Un imán superconductor es una bobina hecha de un material superconductor por la que se hace pasar una corriente elevada, produciéndose un campo magnético que induce una corriente eléctrica. Se ha propuesto almacenar energía mediante grandes bobinas enterradas bajo tierra, hechas de materiales superconductores, pues en estas condiciones las corrientes serían elevadas y los campos magnéticos que se producirían serían intensos. Así, se puede lograr que una corriente eléctrica se mantenga almacenada circulando en la bobina sin pérdidas. Dichas bobinas deben estar provistas de un sistema de enfriamiento para alcanzar las condiciones de superconductividad. La gran ventaja de los imanes superconductores es su elevada eficiencia, así como el almacenamiento directo que se

logra de la energía eléctrica. El coste por kW de este tipo de sistemas decrece conforme se aumenta su capacidad de almacenamiento.

Hidrógeno. La energía eléctrica sobrante en horas valle se utiliza para producir hidrógeno que posteriormente se puede utilizar en pilas de combustible para generar energía eléctrica. Actualmente este sistema de almacenamiento no parece económicamente rentable [44].

## 4. ESTUDIO ECONÓMICO

Una vez hemos analizado la viabilidad técnica del proyecto, el propósito de este capítulo es calcular la rentabilidad del embalse de bombeo y el coste de generación de un kWh de energía procedente de recursos eólicos para así poder comparar dicho coste con el de los actuales sistemas de generación eléctrica de las islas y conocer si este es mayor o menor.

### 4.1 Estudio económico de la repotenciación del parque eólico de Epina en La Gomera

Tras haberse concluido que no es posible la construcción de un embalse de bombeo en la isla de La Gomera, se redujo la potencia eólica que se prevé instalar de 14 a 6,9 MW. Lo cual significa la instalación de 3 aerogeneradores Enercon E-70 y la realización de las obras que este proceso lleva asociado. Gracias a informes de parques muy similares facilitados por la comunidad autónoma, podemos estimar el precio de la obra civil así como el precio de cada aerogenerador:

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	TOTAL
<b>CAPÍTULO I AEROGENERADORES</b>			
Aerogenerador Enerco E-70 de 2,3 MW, torre de 85 m, incluido suministro, montaje y transporte. Incluye traslado de escombros a vertedero autorizado. Totalmente instalado y funcionando.	3	1.977.000 €	5.931.000 €
Cimentación del aerogenerador de dimensiones 15,20 m de diámetro y 2,6 m de profundidad de hormigón armado de 250 kg/cm <sup>2</sup> , acero 5000kg/cm <sup>2</sup> , totalmente terminado, incluido transporte de escombros a vertedero autorizado y reposición del estado del terreno.	3	75.500 €	226.500 €
<b>TOTAL CAPÍTULO I</b>			<b>6.157.500 €</b>
<b>CAPÍTULO II ACCESOS Y EXPLANACIONES</b>			
Acondicionamiento de viales existentes y realización de nuevos viales donde fuera necesario de hasta un ancho de 4 m en cualquier tipo de terreno con eliminación de curvas y posterior compactación del terreno, incluido transporte de material a vertedero autorizado y totalmente terminado.		7.000 €	7.000 €
Realización de explanación para plataforma de montaje de aerogenerador de dimensiones 22x35m, en cualquier tipo de terreno, relleno y posterior compactación, incluido transporte de material a vertedero autorizado		1.500 €	1.500 €
<b>TOTAL CAPÍTULO II</b>			<b>8.500 €</b>
<b>CAPÍTULO III LÍNEA DE POTENCIA</b>			
Línea colectora de 20 kV para conexión de aerogenerador con centro de maniobra, incluida canalización en todo tipo de terreno, tubos, conexiones y empalmes, totalmente terminada		65.000 €	65.000 €
Suministro e instalación de cable de puesta a tierra de cobre desnudo 50mm <sup>2</sup> , instalado bajo canalización de MT, totalmente terminado.		2.500 €	2.500 €
<b>TOTAL CAPÍTULO III</b>			<b>67.500 €</b>
<b>CAPÍTULO IV LÍNEAS AUXILIARES DE COMUNICACIONES</b>			
centro de control, incluidos empales, arquetas y conexiones totalmente instalada		15.000 €	15.000 €
<b>TOTAL CAPÍTULO IV</b>			<b>15.000 €</b>
<b>CAPÍTULO V CENTRO DE MANIOBRA</b>			
Centro de maniobra incluyendo obra civil, apartamente de MT, apartamente de 66 kV, protecciones y equipos de control totalmente instalado		145.000 €	145.000 €
<b>TOTAL CAPÍTULO V</b>			<b>145.000 €</b>
<b>CAPÍTULO VI SEGURIDAD Y SALUD EN LAS OBRAS</b>			
Establecimiento de medidas de seguridad y salud en las obras según se detalle en el correspondiente estudio de seguridad y salud		15.000 €	15.000 €
<b>TOTAL CAPÍTULO VI</b>			<b>15.000 €</b>



CAPÍTULO VII OTROS			
Ingeniería, cartografía, topografía y otros gastos de proyecto		45.000 €	45.000 €
Tasas, seguros, impuestos y licencias		80.000 €	80.000 €
<b>TOTAL CAPÍTULO VII</b>			<b>125.000 €</b>
RESUMEN CAPÍTULOS			
CAPÍTULO I AEROGENERADORES			6.157.500 €
CAPÍTULO II ACCESOS Y EXPLANACIONES			8.500 €
CAPÍTULO III LÍNEA DE POTENCIA			67.500 €
CAPÍTULO IV LÍNEAS AUXILIARES DE COMUNICACIONES			15.000 €
CAPÍTULO V CENTRO DE MANIOBRA			145.000 €
CAPÍTULO VI SEGURIDAD Y SALUD EN LAS OBRAS			15.000 €
CAPÍTULO VII OTROS			125.000 €
<b>PRESUPUESTO TOTAL</b>			<b>6.533.500 €</b>

Figura 4.1 Tabla del estudio económico del parque eólico de La Gomera

El coste de mantenimiento promedio de un parque eólico según Gamesa se estima en 20.000€/MW por lo que el coste del presente parque sería de:

$$\text{Coste de mantenimiento anual} = 20.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \cdot 6,9 \text{ MW} = 138.000\text{€/año}$$

Si se divide la inversión total entre la energía generada se obtiene el precio de la electricidad :

$$\text{Precio KWh} = \frac{(6.533.500 + 138.000 \cdot 20)\text{€}}{140,2 \cdot 10^6 \text{KWh}} \approx 0,066\text{€/KWh}$$

El precio de generación de electricidad mediante diesel en la central térmica de La Gomera no es facilitado ni por Endesa (compañía que opera la central) ni por el gobierno de Canarias, pero según distintas fuentes se estima aproximadamente y dependiendo del precio del combustible en 0,235 €/KWh lo cual hace que esta forma de generación sea cerca de 4 veces más cara que la eólica.

La Gomera	Kwh	céntimos euro/Kwh	Coste Total €
<b>Regimen Ordinario</b>	<b>68.934.000</b>	<b>23,500</b>	<b>16.199.490</b>
Fuel	0		0
Diesel	68.934.000	23,500	16.199.490
<b>Regimen Especial</b>	<b>16.329.985</b>	<b>13,350</b>	<b>2.180.047</b>
Eólica	512.000	7,170	36.710
Solar Fotovoltaica	15.817.985	13,550	2.143.337
<b>TOTAL</b>	<b>85.263.985</b>	<b>21,556</b>	<b>18.379.537</b>

Figura 4.2 Tabla con los costes promedios de generación de electricidad por tecnología [45]

Así, mediante la repotenciación del parque eólico de Epina se ahorraría:

$$Ahorro\ anual = (0,235 - 0,066) \frac{\text{€}}{KWh} \cdot 8,5 \cdot 10^6 \frac{KWh}{año} = 1.436.500\text{€/año}$$

Y la generación eólica pasaría a cubrir el 10% de la energía demandada por la isla considerando un consumo anual de 70 GWh:

$$\frac{7,01\ GWh}{70\ GWh} \approx 0,1001 \approx 10\%$$

Se debe de tener en cuenta que son unos cálculos muy simplificados que no incluyen las subvenciones a las energías renovables, ni la variabilidad del factor de capacidad o el número de horas equivalentes en los distintos años. Tampoco se tiene en cuenta la variabilidad del precio del diesel. La única manera de saber el ahorro final exacto es a través de la experiencia. No obstante, es evidente que generar electricidad hoy día en La Gomera con aerogeneradores es mucho más económico que hacerlo con los ciclos diesel convencionales.

## 4.2 Estudio económico de la central hidroeólica de Gran Canaria

Para simplificar los cálculos se dividirá el estudio económico en la parte eólica y la parte correspondiente al embalse de bombeo.

### 4.2.1 Estudio económico del parque eólico en Gran Canaria

Al tratarse del mismo número y modelo de aerogeneradores que en el caso de La Gomera se estima que la inversión tendrá el mismo precio que en el caso anterior, es decir, 6.533.500€. Sin embargo, el recurso eólico en este punto no es el mismo que en La Gomera. Tampoco es igual el precio de generación de la electricidad en Gran Canaria, el cual es sensiblemente inferior debido a la operación de una central de ciclo combinado y la mayor penetración de las energías renovables.

Se calcula el precio de la electricidad:

$$Precio\ KWh = \frac{(6.533.500 + 138.000 \cdot 20)\text{€}}{141,6 \cdot 10^6 KWh} \approx 0,066\text{€/KWh}$$

Teniendo en cuenta que el precio de generación medio de electricidad en Gran Canaria se estima en 0,136€/KWh (Figura 4.3) el ahorro anual sería:

$$Ahorro\ anual = (0,136 - 0,066) \frac{\text{€}}{KWh} \cdot 7,08 \cdot 10^6 \frac{KWh}{año} = 448.520\text{€/año}$$

Con lo que se demuestra que aunque Gran Canaria tenga un sistema de generación de electricidad más moderno que La Gomera, invertir en energía eólica sigue siendo no solo beneficioso para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> sino también para ahorrar dinero.

Comparativa 2008	Kwh	céntimos euro/Kwh	Coste Total €
España	303.421.000.000	6,643	20.155.020.080
Canarias	9.316.000.000	14,753	1.374.368.800
Gran Canaria	3.717.551.661	13,568	504.384.323
Tenerife	3.479.366.718	13,837	481.436.594
Lanz-Fuerte	1.503.129.645	17,948	269.779.914
La Palma	291.118.193	20,301	59.101.098
La Gomera	85.263.985	21,556	18.379.537
El Hierro	42.091.079	23,787	10.012.058

Figura 4.3 Tabla con los costes de la generación eléctrica en España vs Islas [45]

## 4.2.2 Estudio económico del embalse de bombeo Chira-Soria

Realizar el estudio económico de una obra de ingeniería de semejante envergadura es un proceso muy complejo. Primero hay que tener en cuenta que como los recursos hídricos son muy limitados en Gran Canaria toda la energía eléctrica que se generará en el embalse provendrá del excedente eólico y nunca del desembalse de agua de la presa de Soria.

Este excedente eólico dependerá de la energía que este siendo consumida y generada por los usuarios de la red en un mismo instante de tiempo. La rápida variabilidad de la energía eólica (86 MW ya instalados más los 7 MW que se pretenden instalar) debe de ser compensada reduciendo o aumentando la energía generada en los ciclos térmicos, típicamente en España, en los ciclos combinados. Pero cuando la variación es demasiado rápida, con un pico de generación eólica y un mínimo de consumo por ejemplo, como suele ocurrir durante la noche los ciclos térmicos tienen dificultades para adaptarse a una variación tan rápida, de tal forma que ese excedente eléctrico se utiliza para bombear agua del embalse inferior al superior para posteriormente durante las horas de máxima demanda ser turbinada.

De esta manera, se muestra que la energía generada por las turbinas eólicas dependía principalmente del tipo de aerogenerador instalado, la velocidad del viento, el factor de capacidad y el número de horas equivalentes. A esto debemos de sumarle la variabilidad de la demanda eléctrica y la capacidad de los ciclos térmicos para adaptarse a ella, la cantidad de agua disponible en los embalses recogida de la escorrentía superficial y la aportada mediante desaladoras y así podremos entender

de cuantos factores depende la cantidad de energía que se genera en la central de bombeo.

Según datos del gobierno de Canarias el coste total tendría una cuantía de cerca de 120 millones de €. Acorde a los siguientes conceptos:

Concepto	Millones de €
Equipos eléctricos	56.8
Grupos generadores	36.8
Auxiliares de central	6.1
Equipos de subestaciones y líneas	7.6
Equipos varios	1.7
Otras costes e inversiones	4.6
Obra civil	49.0
Galería de alta presión	4.2
Resto de galerías	8.7
Chimenea de equilibrio y tubería forzada	1.7
Pozos de toma	1.1
Accesos caverna	3.9
Caverna	2.9
Galería de presión	4.8
Chapa acero en revestimiento conducciones	7.6
Resto obra civil	14.3
Otras inversiones	7.1
Total inversiones materiales	112.9
Intereses intercalarios	6.7
<b>Total inversión</b>	<b>119.7</b>

Según los datos del consejo insular de aguas el escenario base de la central de bombeo es el siguiente:

Precio de venta de la energía generada 7,203 cEUR/kWh, coste energía en bombeo 3,119 cEUR/kWh, inversión 119,7 M€, y subvención del proyecto 15 M€.

Con estos datos, en el caso de un embalse de 100 MW de potencia y las siguientes características:

Precio venta Elect.	Energía generada
72,03 €/MWh	206.700 MWh
Coste Electricidad	Energía consumida
31,19 €/MWh	258.400 MWh
Coste mantenimiento	Ingresos venta Elect.
6,14 €/MWh	14.888.601 €
Inversión	Gasto compra Elect.
119.700.000 €	8.059.496 €
Subvención	Gasto en mantenimiento
15.000.000 €	1.269.138 €

Inversión - Subvención	Flujo caja
104.700.000 €	5.559.967 €

Se obtendrían los siguientes valores de VAN y TIR:

VAN (2%)	116.278.184,00 €
VAN (3%)	63.215.248,13 €
VAN (4%)	28.268.789,46 €
VAN (5%)	4.255.673,60 €
TIR	5,2197329 %

Considerando una vida útil de la instalación de 80 años.

## 5 CONCLUSIONES

El presente proyecto propone dar solución a la problemática de la generación de energía eléctrica en islas aisladas eléctricamente, más concretamente a las islas de La Gomera y Gran Canaria.

El problema que existe en estas islas es que en la actualidad la principal fuente de generación de electricidad proviene de combustibles fósiles, que son quemados en su mayoría en ciclos diesel. Al ser un método poco eficiente de generación eléctrica, el coste de generación de la misma es muy elevado. Además este sistema está completamente a merced de los precios del combustible, que se prevé que irá ascendiendo a medida que se agoten las reservas existentes de petróleo.

La solución presentada es integrar energía eólica e hidráulica en el sistema de generación, para así proveer electricidad con unos costes de generación menores y con una menor dependencia de los combustibles fósiles.

Debido a que la energía eólica es una fuente intermitente de energía, se debe dotar al sistema eléctrico de un método para adaptarse a la variabilidad de la misma garantizando la estabilidad de la red. Lo que se propone es la construcción de un embalse de bombeo que sea capaz de absorber los picos de generación eléctrica provenientes de la eólica y generar electricidad cuando la eólica junto con los demás sistemas de generación ya existentes en la isla no sean capaces de cubrir la demanda total o no sea interesante hacerlo con los mismos desde un punto de vista económico.

Tras analizar las posibilidades de llevar a cabo el proyecto en las mencionadas islas, se concluye que en la isla de La Gomera es viable tanto técnica como económicamente la proyección de un parque eólico de 6,9 MW de potencia (10 MW de consumo pico en la isla) pero careciendo de un embalse de bombeo por falta de recursos hídricos suficientes. Por lo que los motores diesel de la central térmica serán los encargados de adaptarse a la variabilidad de la energía eólica.

En cuanto a la isla de Gran Canaria, se concluye la viabilidad técnica y económica de un parque eólico de 6,9 MW de potencia y del embalse de bombeo de 100 MW de potencia, aunque la potencia que se pretende instalar en la obra oficial es de 200 MW cifra que parece difícilmente alcanzable atendiendo a la potencia eólica vigente de 86 MW y el recurso hídrico de la isla.

Tras la puesta en marcha de estos proyectos se estima que del total de la demanda de energía eléctrica, la eólica cubriría en la isla de la Gomera el 10% frente al 1% anterior.

Respecto a la isla de Gran Canaria actualmente las renovables cubren el 8,5 % del consumo eléctrico correspondiendo un 6,9 % a eólica y un 1,6 % a fotovoltaica. Una

vez se realizaran los proyectos propuestos, la eólica pasaría a cubrir el 8,7% del consumo y si se consiguiese operar la central de bombeo de forma ideal está cubriría un 7% del consumo. Aunque esto dependerá en gran medida de que se siga invirtiendo en energía eólica en la isla, ya que la energía que se genera en este embalse proviene en su mayoría del excedente eólico. No obstante este documento recoge otras alternativas para aprovechar el posible excedente eólico y dar estabilidad a la red eléctrica.

Si se llevasen a cabo los proyectos, se conseguiría reducir el coste de la generación de la energía eléctrica a la vez que se disminuyen las emisiones de gases contaminantes y se disminuye la dependencia energética de los combustibles importados.

De cualquier manera, la principal fuente de generación de energía eléctrica seguiría siendo la quema de combustibles fósiles.

Personalmente encuentro necesario llevar a cabo este tipo de medidas de forma progresiva ya que las reservas de combustibles fósiles son un bien que se agotará en un futuro no demasiado lejano y no podemos depender de manera tan significativa de ellos.

## 5.1 SOLUCIÓN ALTERNATIVA. EMBALSE DE BOMBEO CONECTADO AL MAR

Las condiciones climáticas de las Islas Canarias son muy favorables para el aprovechamiento eólico y solar. Sin embargo las bajas reservas de agua dulce constituyen un problema al considerar la implantación de sistemas hidroeléctricos. Por esta razón, los sistemas de almacenamiento hidráulico bombeado que se han propuesto en las islas y que pretenden explotar el agua dulce disponible incluyen un proceso adicional de desalación de agua de mar.

En el caso de la conexión del embalse Chira-Soria, el gran gasto que supone esta infraestructura hace que solo sea rentable si se instala una alta potencia de generación eléctrica en el mismo. Pero a la vez, el excedente eólico no es suficiente para alimentar el embalse de bombeo con la potencia eólica existente hoy día en la isla de 86 MW.

Ante la incertidumbre de si finalmente se ampliará el parque eólico de Gran Canaria se propone otra alternativa. La construcción de un embalse de bombeo conectado al mar. Es decir, el depósito inferior es el mar y el superior ha de ser construido a una altura suficiente para que la generación de energía sea viable.

Cerca del parque eólico que se pretende poner en marcha, hay una zona apta para la construcción de tal embalse de bombeo conectado al mar. Aunque a diferencia de los embalses de Chira y Soria, debemos de construir no solo las canalizaciones sino también el depósito superior, de forma similar a la llevada a cabo en la isla de El Hierro.

La red de alta tensión de Gran Canaria está compuesta por 220 kV y 66 kV de líneas que se extienden a una distancia total de 419,2 km. El municipio de La Aldea está conectado eléctricamente a una tensión de 20 kV, ya que la red de alta tensión del sistema de la isla no se extiende a esta parte de la isla. En otras palabras, La Aldea se encuentra con una debilidad extra además de la fragilidad del sistema eléctrico de la isla.

En el diseño del sistema se incluye una tubería de conducción única de 2.000 m de longitud conectando la turbina con el tanque superior. Dado que el sistema propuesto emplea agua de mar, se requerirán materiales adecuados para evitar la corrosión y la degradación biológica. La tubería estará hecha de plástico reforzado con fibra y cubierta con capas protectoras contra la actividad biológica y los ataques de sustancias ácidas y básicas.

Teniendo en cuenta los datos de potencia eléctrica per cápita del archipiélago canario y los datos de población de La Aldea, se calculó un valor estimado de 15,2MW para la



energía eléctrica instalada en La Aldea en 2020. La isla de Gran Canaria tiene una potencia total instalada de 1178.3 MW.

La figura 5.1 muestra la velocidad media del viento mensual así como la velocidad media anual del viento para el área en particular. Los valores más altos de la velocidad media del viento se encuentran en los meses de primavera y verano, superando en algunos casos 9,5 m/s, por lo que la turbina eólica trabaja más horas en potencias iguales o cercanas a su potencia nominal. La velocidad media anual del viento es de 7,1 m/s. De acuerdo con los resultados obtenidos en el cálculo de las frecuencias de dirección del viento, prácticamente el 80% de las direcciones del viento se concentran entre las direcciones NNE y SE.

El modelo de aerogenerador elegido para el parque eólico propuesto fue el modelo Enercon E70 / 2300 kW.

El tanque superior para el almacenamiento del agua de mar bombeada tendrá un volumen total de 9.206.278 m<sup>3</sup>. La altura útil disponible de la instalación hidráulica es de 175 m. La capacidad de almacenamiento de energía del tanque es 4.400 MWh.

$$UTE_C = \rho \cdot V \cdot g \cdot h \cdot \frac{10^{-6}}{3600} = 1000 \cdot 9.206.278 \cdot 9,8 \cdot 175 \cdot \frac{10^{-6}}{3600} \approx 4400 \text{ MWh}$$

El sistema requiere una turbina reversible capaz de operar con agua de mar.

*U. Portero et al./Energy Conversion and Management 106 (2015) 1251–1263*

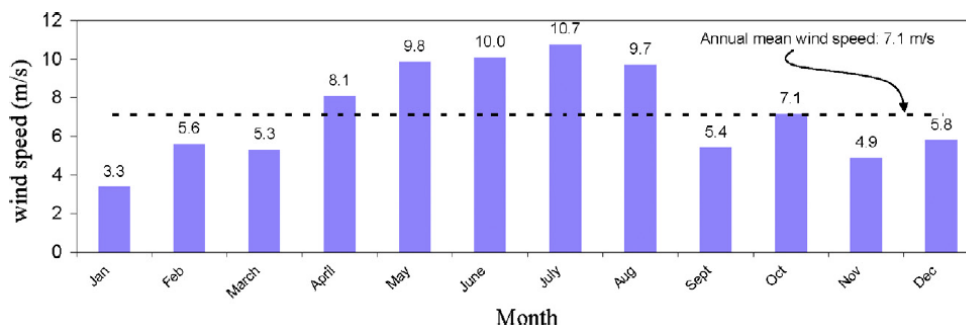


Figura 5.1 Velocidad media del viento mensual a 10 m sobre el nivel del mar. [46]

Los requerimientos de potencia de bombeo son de 16.000 kW. Las pérdidas máximas reales en el proceso de bombeo serán del 4,72% para el diámetro de tubería seleccionado. El caudal máximo es de 3,66 m/s ( $Q=V \cdot A$ ).

Las necesidades reales de bombeo y potencia de la turbina son variables que dependerán del régimen de generación de los parques eólicos y de la demanda eléctrica de La Aldea, con un máximo de potencia de bombeo de 16.000 kW y una potencia máxima de turbinado de 6.000 kW. Estos resultados son fundamentales para la selección de la potencia nominal óptima de las turbinas para que puedan operar con altas eficiencias.

Si el objetivo es que la turbina hidráulica funcione durante el mayor tiempo posible con eficiencias superiores al 80%, deberá funcionar entre el 40% y el 110% de su carga nominal. Un sistema que incluya 8 turbinas reversibles de 2.000 kW podría cubrir los requisitos de potencia de bombeo.

En resumen, se requieren un total de 8 turbinas de 2.000 kW para satisfacer los requerimientos de bombeo y turbinado. Con este número y tamaño de turbinas, teniendo en cuenta su curva de eficiencia [28] y la distribución de frecuencias de funcionamiento, las eficiencias medias obtenidas para los procesos de bombeo y turbinado son del 90% y 89,2%, respectivamente. La figura 5.2 muestra la disposición general de la central hídrica eólica resultante.

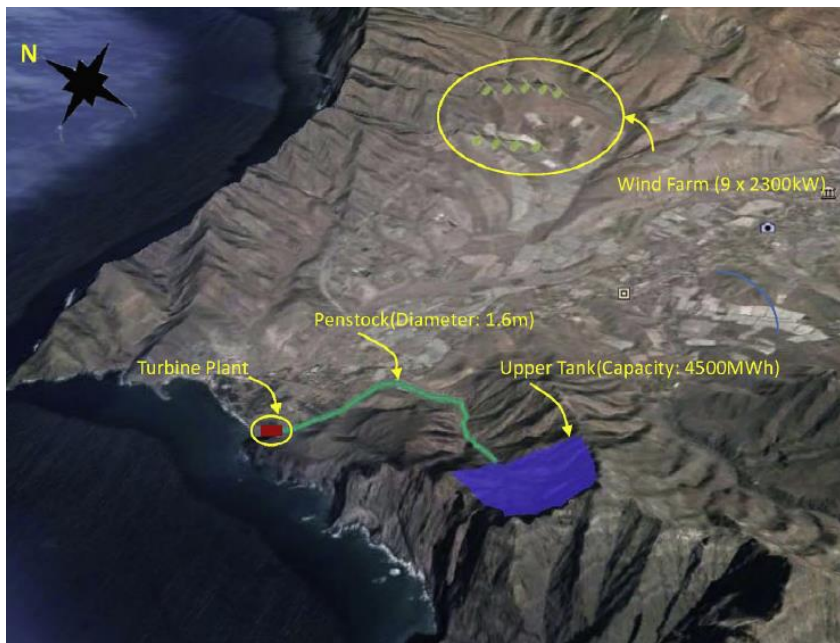


Figura 5.2 Esquema del embalse de bombeo conectado al mar. [46]

La incorporación al sistema de red eléctrica de la isla de Gran Canaria de energía eólica en el municipio de La Aldea puede ser regulada mediante la instalación de un PHS de 16 MW de agua de mar. El coste total presupuestado para la instalación del sistema hidráulico reversible asciende a 31,2 M €, lo que equivale a una inversión específica de 1,95 M€/MW instalada. El menor coste de la energía eléctrica a través del sistema eólico-hídrico en comparación con el coste medio de las Islas Canarias supondría un ahorro de 7,68 M€/año. Utilizando el sistema propuesto, se evita la emisión de 51786,4 toneladas de CO<sub>2</sub> lo que equivale a un ahorro económico adicional de 0,77M€/año.

# REFERENCIAS

1. "El sistema eléctrico español 2015" REE, Red Eléctrica de España (2015) <[http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf\\_sis\\_elec\\_ree\\_2015.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2015.pdf)>
2. "Key electricity trends" IEA, International Energy Agency (2016) <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyElectricityTrends.pdf>>
3. "Boletín mensual. Octubre 2016. Número 118" REE, Red Eléctrica de España (2016) <[http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/ree\\_octubre\\_2016.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/ree_octubre_2016.pdf)>
4. "¿Cómo es el sistema de producción de energía eléctrica en España?" Diario Público (Enero de 2017) <<http://blogs.publico.es/econonuestra/2014/10/01/como-es-el-sistema-de-produccion-de-energia-electrica-en-espana/>>
5. "La energía en Canarias en cifras" Ayuntamiento de Las Palmas de Gran Canaria (2011) <<http://www.energia.laspalmasgc.es/index.php/es/contenidos-divulgativos/informacion-energetica-de-canarias/la-energia-en-canarias-en-cifras>>
6. Datos generales MADE <[http://www.thewindpower.net/manufacturer\\_es\\_7\\_made.php](http://www.thewindpower.net/manufacturer_es_7_made.php)>
7. "Anuario Energético de Canarias 2014" Gobierno de Canarias (2014) <<http://www.gobcan.es/ceic/energia/doc/Publicaciones/AnuarioEnergeticoCanarias/Anuario2014.pdf>>
8. "Energías renovables" Acciona (2015) <<https://www.acciona.com/es/energias-renovables/>>
9. "Key renewable trends" IEA, International Energy Agency (2016) <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyRenewablesTrends.pdf>>
10. C. L. Urbáez Méndez, L. Carballo Abreu, Y. Arteaga Crespo y F. Márquez Montesino. "Biomasa: alternativa sustentable para la producción de Biogás" Universidad de Pinar del Río, Departamento de Química.
11. G. Šiupšinskas "Renewable Energy Technologies" VGTU Vilnius, Lituania. (2015)
12. "Geotermia" IDAE <<http://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-termico/geotermia>>
13. AEE, Asociación empresarial eólica. <<http://www.aeeolica.org/>>

14. The European Wind Energy Association <<https://windeurope.org/about-us/new-identity/>>
15. "Comparativa de eólica terrestre y marina. Situación en el mundo y posibilidades en España." EOI, Escuela de Organización Industrial <<http://www.eoi.es/blogs/merme/comparativa-de-eolica-terrestre-y-marina-situacion-en-el-mundo-y-posibilidades-en-espana/>>
16. IDAE, Atlas eólico. <<http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>>
17. "Energía hidráulica" Hispagua, Ministerio de agricultura, alimentación y medio ambiente (2007), <[http://hispagua.cedex.es/sites/default/files/especiales/energia\\_hidr/1a\\_origen.htm](http://hispagua.cedex.es/sites/default/files/especiales/energia_hidr/1a_origen.htm)>
18. "Hydropower Essentials" IEA, International Energy Agency (2010) <[http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/hydropower\\_essentials.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/hydropower_essentials.pdf)>
19. "La energía hidráulica en España" twenergy (2012) <<https://twenergy.com/a/la-energia-hidraulica-en-espana-457>>
20. Asociación Española de la Industria Eléctrica <<http://www.unesa.es/>>
21. Gorona del Viento El Hierro <<http://www.goronadelviento.es>>
22. "Pieza clave en el nuevo modelo energético canario" Gabinete de prensa de Red Eléctrica (2016) <<http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2016/10/se-inicia-el-proceso-de-informacion-publica-del-proyecto-de-Soria-Chira>>
23. ESIOS, Sistema de información del operador del sistema, <<https://www.esios.ree.es/es>>
24. "Canarias: donde producir electricidad con combustibles fósiles es hasta un 600% más caro que hacerlo con el viento" Energías Renovables (2015) <<http://www.energias-renovables.com/eolica/producir-con-combustibles-fosiles-electricidad-en-canarias-20150925>>
25. Enagas "Plantas de regasificación" <<http://www.enagas.es/portal/site/enagas>>
26. GasCan <<http://www.gascan.es/gascan/home-es>>
27. "Red Eléctrica comienza los análisis ambientales para la conexión eléctrica submarina entre Tenerife y La Gomera" Gabinete de prensa de Red Eléctrica (2014) <<http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2014/11/red-electrica-comienza-los-analisis-ambientales-para-la-conexion-submarina-Tenerife-La-Gomera>>
28. "Energía eólica marina" Agencia Andaluza de la Energía

29. Puertos del estado, <<http://www.puertos.es/es-es>>
30. Mapa de red de distribución de la Gomera REE <[http://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/gomera\\_2017.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/gomera_2017.pdf)>
31. "Espacio naturales" Cabildo de Gran Canaria <<http://cabildo.grancanaria.com/espacios-naturales>>
32. "Mapa de los E.N.P." Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos <<http://visor.grafcan.es/visorweb/default.php?svc=svcEspNat&lat=28.3&lng=-15.8&zoom=8&lang=es>>
33. "Avance del Plan Territorial Especial de Ordenación de Infraestructuras Energéticas de la Isla de La Gomera" Gobierno de Canarias (2007) <[http://www.gobcan.es/ceic/energia/doc/pteoie/GOM1/DOCUMENTACION\\_La\\_Gomera/Indice\\_LG.pdf](http://www.gobcan.es/ceic/energia/doc/pteoie/GOM1/DOCUMENTACION_La_Gomera/Indice_LG.pdf)>
34. "Parque eólico Llano Blanco" J. PONS INGENIEROS S.L. (2007) <[http://www.gobiernodecanarias.org/industria/eolica/V-O7\\_TF-137.pdf](http://www.gobiernodecanarias.org/industria/eolica/V-O7_TF-137.pdf)>
35. D. Mentado Rodríguez, "Soluciones de almacenamiento de energía. Perspectivas para Canarias" Instituto Tecnológico de Canarias (2011) <[http://proyectotres.itccanarias.org/phocadownload/3-soluciones%20almacenamiento%20energia\\_canarias\\_dunia%20mentado.pdf](http://proyectotres.itccanarias.org/phocadownload/3-soluciones%20almacenamiento%20energia_canarias_dunia%20mentado.pdf)>
36. "Recursos hídricos en Canarias" Gobierno de Canarias <<http://www3.gobiernodecanarias.org/medusa/ecoblog/mgarcid/files/2015/03/T-3-RUCURSOS-HDRICOS-EN-CANARIAS.pdf>>
37. "2º Ciclo Plan Hidrológico (2015-2021)" Consejo Insular de Aguas de La Gomera, (2016) <<http://www.aguasgomera.es/introduccion.html>>
38. Concurso para la concesión de la Central Hidroeléctrica Chira-Soria <<http://www.aguasgrancanaria.com/>>
39. REE, Red Eléctrica de España. Curvas de demanda del sistema eléctrico canario. <<http://www.ree.es>>
40. Global Hydro, Calculadora de Turbinas. <<http://www.global-hydro.eu/es/calculadora-de-turbinas/>>
41. I. Fernández Diego y A. R. Robles Díaz "Centrales de Generación de Energía Eléctrica" Universidad de Cantabria (2012) <<http://docmia.es/d/118636>>

42. "Tutorial Nº 206 -Cálculo de Instalaciones de Bombeo de Agua" Ingemecánica (Ingeniería, Consultoría y Formación) <<http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn206.html>>
43. J. C. Santamarta Cerezal "Tema 11; Desalación de aguas. Sistemas de Recursos Hidráulicos en Medios Volcánicos" Universidad de La Laguna, Tenerife. <[https://campusvirtual.ull.es/ocw/file.php/51/Capitulo\\_11\\_Desalacion\\_de\\_aguas./OCW-2011-RECURSOSHIDRICOS-T11-DESALACION\\_DE\\_AGUAS-SANTAMARTAJC-1.pdf](https://campusvirtual.ull.es/ocw/file.php/51/Capitulo_11_Desalacion_de_aguas./OCW-2011-RECURSOSHIDRICOS-T11-DESALACION_DE_AGUAS-SANTAMARTAJC-1.pdf)>
44. I. Cruz, "Tecnologías de almacenamiento de energía" Rble. Unidad Energía Eólica. División Energías Renovables CIEMAT (2008) <<http://www.aeeolica.org/uploads/documents/powerexpo2008/02-Ignacio%20Cruz-CIEMAT.pdf?phpMyAdmin=nkH26XnGN7Ws3Rn1f-QjR33eVc7>>
45. "Análisis de los sobrecostos de la Energía del Sistema Energético de Canarias " AEI-Clúster RICAM, Corporación 5, Análisis y Estrategia, SL <[http://proyectoislarenovable.iter.es/wp-content/uploads/2014/05/6\\_Inf\\_Analisis\\_Mercado\\_Energ\\_EERR\\_Canarias\\_MACSEN\\_PV.pdf](http://proyectoislarenovable.iter.es/wp-content/uploads/2014/05/6_Inf_Analisis_Mercado_Energ_EERR_Canarias_MACSEN_PV.pdf)>
46. U. Portero, S. Velázquez y J. A. Carta "Sizing of a wind-hydro system using a eversible hydraulic facility with seawater. A case study in the Canary Islands" (2015)
47. "¿Cómo funciona un aerogenerador o turbina eólica?" ERenovable (2015), <<http://erenovable.com/como-funciona-un-aerogenerador-o-turbina-eolica/>>
48. "Tema 6 Energía Eólica" Curso de física ambiental UCLM (2011)
49. Área Tecnología <<http://www.areatecnologia.com/>>
50. E. Andrés Gómez "Estudio de un sistema de desalación alimentado mediante energía eólica" TFG, Universidad de La Laguna, Tenerife(2015) <<https://riull.ull.es/xmlui/bitstream/handle/915/1427/Estudio%20de%20un%20sistema%20de%20desalacion%20alimentado%20mediante%20energia%20eolica.pdf?sequence=1>>

# ANEXO I: Consideraciones técnicas de la energía eólica.

## ¿Cómo funciona un aerogenerador?

La forma típica de aprovechar la energía del viento es a través del uso de aerogeneradores. Un aerogenerador es una máquina que posee aspas o palas unidas a un eje común, que gira cuando el viento sopla con la intensidad suficiente. Este eje está unido al resto de los elementos del aerogenerador que se encargan de producir electricidad. La electricidad puede almacenarse en baterías, pero esto es muy costoso y generalmente es inyectada directamente a la red. El funcionamiento es bastante simple, y lo que se va complejizando es la construcción de aerogeneradores que sean cada vez más eficientes [47].

## Aerodinámica de aerogeneradores

El viento, consiste en el movimiento del aire el cual posee energía cinética. La cantidad de energía cinética es proporcional al cuadrado de su velocidad y a su masa respectivamente. Considerando un elemento de volumen cilíndrico  $V$  que es atravesado por aire en movimiento con velocidad  $v$ , la potencia  $P$  desarrollada por el fluido a través de dicha sección es igual a:

$$P = \left( \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \right) \cdot C_p; [W]$$

donde  $C_p$  es el coeficiente de potencia que determina el rendimiento aerodinámico del rotor. Nótese que la potencia depende de la velocidad del viento al cubo, por lo que un pequeño aumento en la velocidad del viento genera un gran aumento de la potencia. Sin embargo, la velocidad instantánea del viento es algo que no podemos controlar. Tan solo se puede estudiar el recurso eólico que ha existido históricamente en la zona donde se plantea la instalación de los aerogeneradores y llevar a cabo una predicción de la velocidad futura del viento.

Por lo tanto, teniendo en cuenta que siempre se pretende tener un rendimiento aerodinámico ( $C_p$ ) lo más alto posible, la única variable que se modifica de forma controlada para conseguir una determinada potencia nominal es el área cubierta por las palas del aerogenerador.

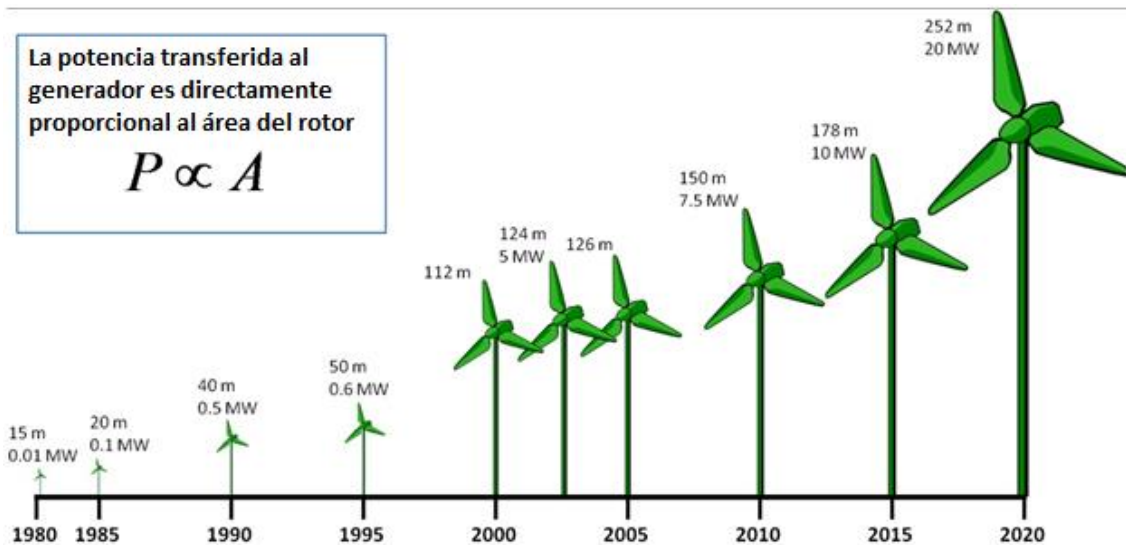


Figura I.I Relación entre potencia generada por el aerogenerador y el diámetro del rotor.

El coeficiente  $C_p$ , siempre es menor que 1, ya que una turbina nunca puede extraer toda la energía cinética del viento, puesto que el aire no se detiene al atravesar la turbina.

El coeficiente de potencia máximo ideal de una turbina eólica se conoce como límite de Betz. Este es igual a:

$$C_p^{Betz} = \frac{16}{27} \approx 59\%$$

Este coeficiente proporciona el límite superior del rendimiento de un aerogenerador, pero todavía no tiene en cuenta factores como:

- La resistencia aerodinámica de las palas
- La pérdida de energía por la estela generada en la rotación

Además, se debe tener en cuenta el rendimiento de los demás mecanismos que forman parte del aerogenerador [48].

## Tipos de aerogeneradores:

Los aerogeneradores pueden ser de eje horizontal, que son los más comunes hoy en día, aunque también los hay de eje vertical.





Figura I.II Tipos de aerogeneradores con distinto número y forma de álabes y distinto posicionamiento del rotor [47].

Uno de los problemas más frecuentes que presentan los aerogeneradores es su gran tamaño, además de las vibraciones y ruido que provocan. Por esta razón suelen localizarse en zonas alejadas de viviendas. Sin embargo empresas y científicos de todo el mundo siguen trabajando para construir aerogeneradores más pequeños, o silenciosos que puedan ubicarse en zonas urbanas. Pero uno de los problemas que más preocupa en el campo de la generación de la energía eólica es la variabilidad de la fuente, es decir del viento. Los aerogeneradores, en general, están preparados para funcionar de forma óptima cuando el viento sopla dentro de un rango determinado de velocidades. Por un lado se requiere cierta velocidad mínima para mover las aspas (Entorno a 3-4 m/s ), por el otro lado existe también un límite máximo (Cercano a 30 m/s).

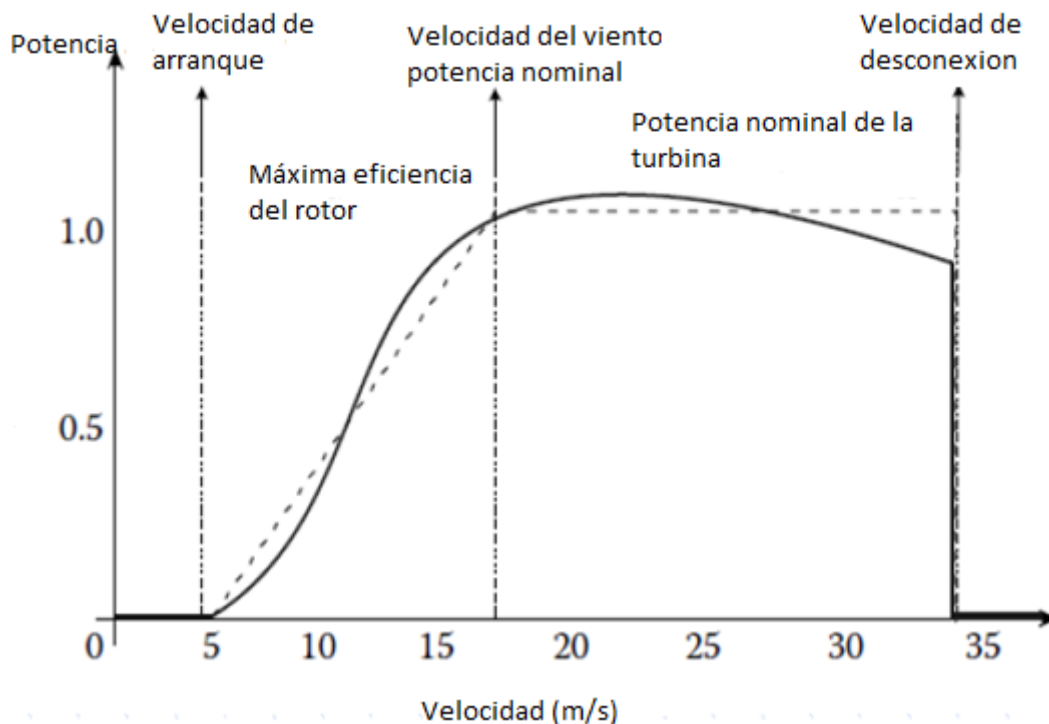


Figura I.III Velocidad de la corriente de viento frente a potencia generada por el aerogenerador. Adaptado de [11]

Al mínimo se lo llama velocidad de conexión, o sea lo mínimo para generar algo de electricidad, y al máximo se lo llama velocidad de corte, o sea cuando ya es contraproducente, ya que podría dañar el mecanismo.

## Componentes de un aerogenerador o turbina eólica:

**Torre y cimientos:** Los cimientos de la torre pueden ser planos o profundos, garantizando en ambos casos la estabilidad de la turbina eólica, la sujeción de la góndola y los álabes del motor. Los cimientos también deben absorber los empujes causados por la variación y potencia del viento. Las torres pueden ser de diferentes tipos dependiendo de sus características:

- **Torres tubulares de acero:** La mayoría de los aerogeneradores se construyen con torres tubulares de acero.
- **Torres de celosía:** Son fabricadas utilizando perfiles de acero.
- **Torres híbridas:** Pueden poseer características y materiales de diferentes tipos de torre.
- **Torres de mástil tensado con vientos:** Se caracterizan por ser aerogeneradores pequeños.

**Rotor:** El rotor es el “corazón” de todo aerogenerador, ya que sostiene los álabes o palas de la turbina, moviéndolas de manera mecánica y rotacional para transformar la fuerza del viento en energía.

**Góndola:** Es la cabeza más visible del aerogenerador, el casco que esconde y mantiene toda la maquinaria de la turbina. La góndola se une a la torre mediante rodamientos para poder adaptarse a la dirección del viento.

**Caja multiplicadora:** Consigue multiplicar los 18-50 rpm que genera el movimiento natural del rotor en aproximadamente 1.750 rpm cuando sale del generador.

**Generador:** Es el encargado de convertir la energía mecánica en energía eléctrica. Para turbinas de gran potencia, se emplean generadores asíncronos doble alimentados, aunque también abundan los generadores sincrónicos y asíncronos convencionales.

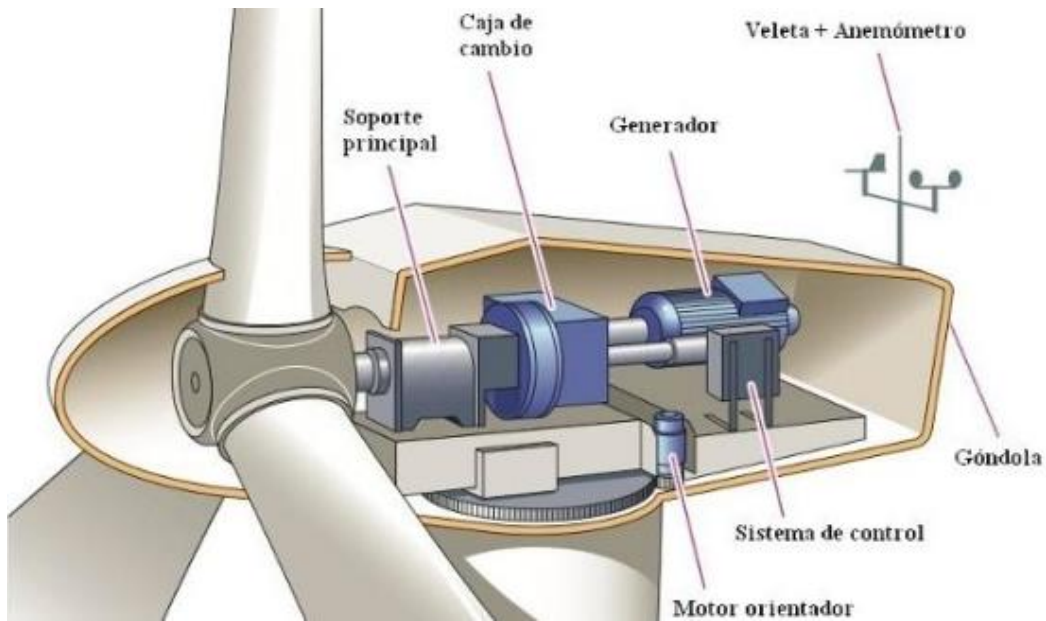


Figura I.IV Esquema de las partes de un aerogenerador [47]

Frenos: El sistema de frenado primario para las turbina eólicas más modernas es el sistema de frenado aerodinámico que esencialmente consiste en girar las palas del rotor 90 grados a lo largo de su eje longitudinal. La experiencia ha demostrado que estos sistemas de frenado aerodinámico son sumamente seguros, ellos detendrán la turbina a lo sumo en tres rotaciones. Además se emplean frenos mecánicos siendo necesario en ellos un alto coeficiente de fricción en estático y gran resistencia a la compresión.

## ANEXO II: Tipos de turbinas en una central hidroeléctrica

Las turbinas hidroeléctricas se pueden clasificar según varios criterios, uno de ellos es la colocación de su eje: El eje de la turbina puede colocarse horizontal o vertical. Otro criterio es según la dirección en que entra el agua a las turbinas, existiendo tres tipos:

- Turbinas radiales-axiales: El agua llega al rodete de forma radial para después cambiar de dirección y salir paralela al eje de rotación de la turbina.
- Turbinas axiales: el agua entra y sale paralela al eje de rotación de la turbina.
- Turbinas tangenciales: El agua golpea el rodete en su parte exterior.

Pero quizás la clasificación más importante, es según el grado de reactividad, o lo que es lo mismo como mueve el agua el eje de la turbina. Se distinguen dos tipos, de acción y de reacción.

En las turbinas de acción el agua mueve la turbina por el golpeo directo sobre los álabes del rodete. Este tipo de turbina es usado cuando existe un gran salto de agua, para que esta que golpee lo más fuerte posible.

Sin embargo en las turbinas de reacción el agua mueve el rodete, no por el golpe directo, sino por la reacción que provoca su salida sobre el rodete. En este caso nos interesa que tengamos un gran caudal de agua que empuje el agua que entra en las tuberías para que salga con mucha presión y mueva con más fuerza el rodete. La altura a la que cae el agua en este tipo de turbinas no es muy importante ya que no golpea directamente los álabes, en este caso lo que interesa es que tengamos mucho caudal de agua empujando.

Veamos las características de cada una de estos tipos:

-De acción: La incidencia del agua y el sentido del giro del rodete coincide en el punto en el que se produce el choque del agua sobre los álabes. Toda la energía cinética con la que llega el agua a la turbina al igual que su presión es utilizada para el giro de la turbina. La presión del agua a la entrada y a la salida es la misma. La más usada es la Pelton que será analizada más adelante.

-De reacción: El sentido de giro del rodete no coincide con la dirección de entrada y salida del agua. Estas turbinas utilizan energía cinética y presión para mover el rodete. La presión del agua se ve disminuida a la salida. Antes de llegar el agua al rodete parte de la energía de presión que trae el agua en su caída se transforma en energía cinética en el distribuidor, girando alrededor de él. El distribuidor en este caso rodea todo el

rodete, llegando el agua por la totalidad de la periferia de éste, siendo por tanto la admisión del agua total.

El agua a la salida del rodete tampoco sale a la atmósfera, sino que penetra en un tubo llamado tubo difusor o tubo de aspiración, generándose una depresión (absorción), cuya misión fundamental es aumentar la energía hidráulica absorbida por el rodete. El tubo difusor desemboca en el canal de desagüe, que devuelve el agua al cauce.

Estos son los 3 tipos de turbinas que se utilizan en la actualidad: Pelton, Francis y Kaplan.

## Turbina Pelton

Es una turbina de acción, tangencial y normalmente de eje horizontal. Se utiliza en saltos de agua de gran altura (superiores a 200m) y con pequeños caudales de agua (hasta 10 m<sup>3</sup>/s). El distribuidor está formado por una o varias entradas de agua al rodete. Los álabes que están situados sobre la periferia del rodete tienen forma de cuchara. La fuerza del impulso del agua es la responsable del giro de la turbina.

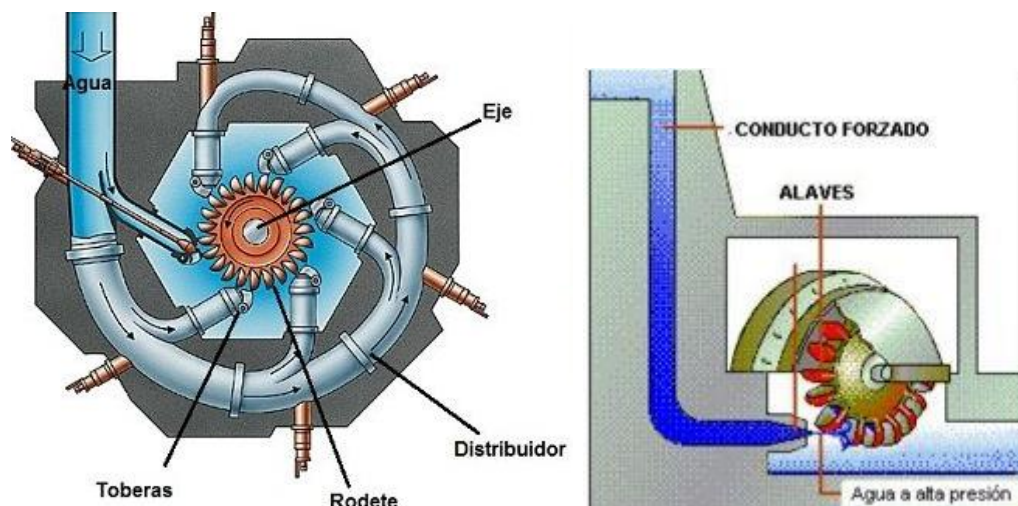
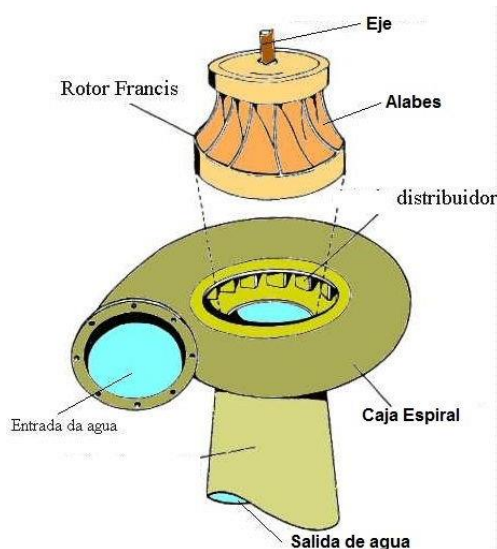


Figura II.1 Esquema de una turbina Pelton de acción [49]

## Turbina Francis

Es una turbina de reacción, radial-axial, normalmente de eje vertical. Se utiliza en saltos de altura intermedia y con caudales muy variados de agua, entre 2 y 200 m<sup>3</sup>/s. El distribuidor está compuesto de aletas móviles para regular el caudal de agua que conduce al rodete. El agua procedente de la tubería forzada entra perpendicularmente al eje de la turbina y sale paralela a él.



Para regular el caudal de agua que entra en el rodete se utilizan unas paletas directrices situadas en forma circular, y cuyo conjunto se denomina distribuidor. Se utiliza en sitios de muy diversas alturas de caída de agua y caudales. Esta turbina se puede utilizar en un gran rango de saltos y caudales de agua, es la más versátil. Algunas pueden variar el ángulo de sus palas durante su funcionamiento.

Figura II.II Esquema de una turbina Francis de reacción [49]

## Turbina Kaplan

La turbina Kaplan es de reacción pura, radial-axial, y normalmente de eje vertical. Las características técnicas y de construcción son muy parecidas en ambos tipos (Francis y Kaplan). Se utiliza en saltos de pequeña altura de agua (hasta 50m) y con caudales que suelen superar los  $15 \text{ m}^3/\text{s}$ . Para mucho caudal de agua a poca altura esta turbina es la mejor opción. Pueden variar el ángulo de sus palas durante su funcionamiento.

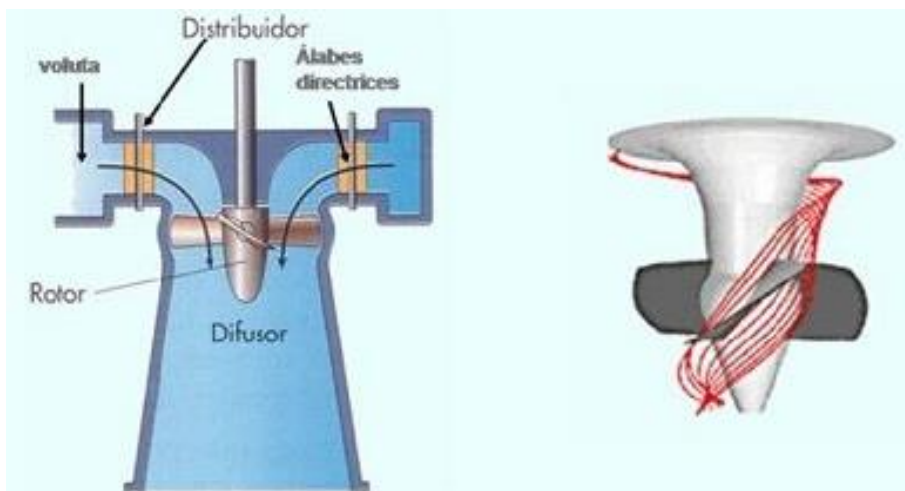


Figura II.III Esquema de una turbina Kaplan de reacción [49]

## ¿Cómo Elegir el Tipo de Turbina?

Aquí se muestra un gráfico con el tipo de turbina ideal en función del caudal y la altura de caída del agua.

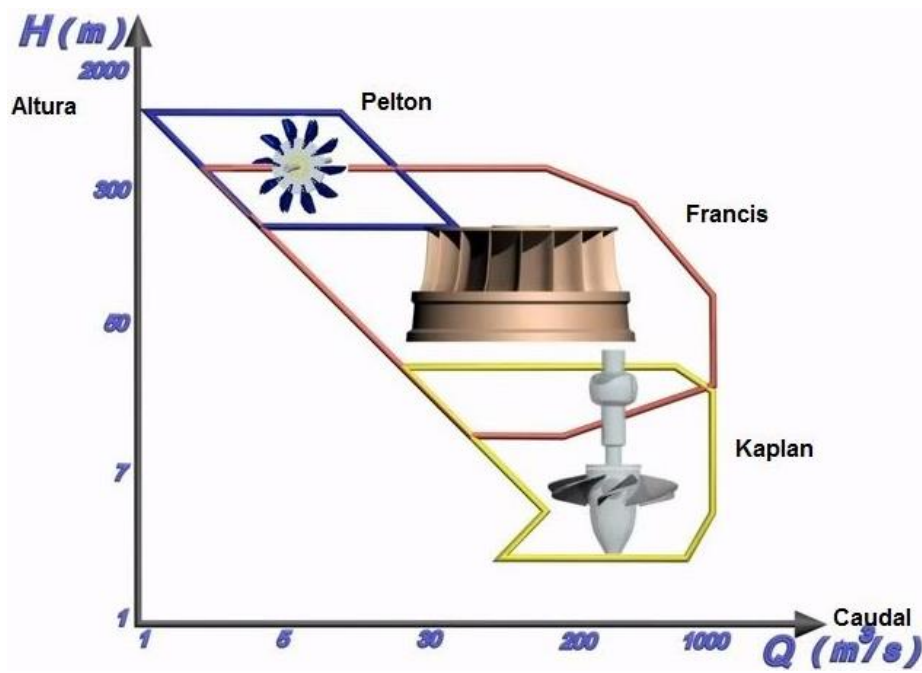


Figura II.IV Gráfico Q vs. H donde se muestra el tipo de turbina preferible en cada rango [49]



# ANEXO III: Resumen de las características técnicas del aerogenerador E-70

Datos Generales	Palas
Modelo: E-70	Número de palas: 3
Potencia nominal: 2.300 kW	Longitud: 32,8 m
Parámetros de funcionamiento	Peso: 4 Tm cada una
Velocidad de arranque con producción: 2 m/s	Multiplicadora: No tiene
Velocidad de corte: 28 a 34 m/s	Torre: Cónica de acero
Velocidad para potencia nominal: 12,5 m/s	Alturas: 88 m
Máxima velocidad de ráfaga: 70 m/s	Generador
Máxima frecuencia: 57 Hz durante 0,2 s	Tipo: Síncrono de velocidad variable
Mínima frecuencia: 43 Hz durante 0,2 s	Potencia nominal: 2300 kW
Máxima tensión: 120% Vn durante 100 ms	Tensión: 400 V. Desviaciones de (+30%, -15%)
Mínima tensión: 80% Vn durante 5 s	Frecuencia: 50Hz
Sistema de control de potencia: Por regulación pitch independiente de las tres palas.	Clase de protección: IP 23
Sistema de telemando: ENERCON SCADA	Factor de potencia: 1 (Ajustable)
Disponibilidad del aerogenerador: 98%	Sistema de frenos
Rotor	Freno aerodinámico: 3 sistemas de pitch de pala independientes con parada de emergencia
Diámetro: 71 m	Freno del rotor: sistema hidráulico y eléctrico
Área barrida: 3.959 m <sup>2</sup>	Freno mecánico: freno de servicio con disco de freno accionado hidráulicamente
Sentido de giro: Horario	Tiempo máximo de frenado hasta parada total: 15 s
Rango de velocidad de giro: De 6 a 21,5 rpm	Sistema de orientación
Peso del buje: 23 Tm	6 motores trifásicos AC de orientación



# ANEXO IV: TIPOS DE BOMBA Y CAVITACIÓN

Según el método de funcionamiento las bombas se clasifican en dos grupos:

- Bombas volumétricas:

Este tipo de bomba posee un cilindro donde se aloja el fluido y cuyo volumen varía cuando la bomba se pone en funcionamiento. Cuando los topes del cilindro empujan al fluido que se encuentra en su interior provoca un aumento de la presión en éste. Son especialmente usadas en el bombeo de fluidos de alta viscosidad.

- Bombas centrífugas:

En este tipo de bombas existen uno o más rodetes girando a altas velocidades y que aspiran el fluido. El rodete le transfiere la energía cinética de rotación al fluido que es lanzado a gran velocidad hacia las paredes de la voluta (cámara o carcasa en forma de espiral de una bomba centrífuga dentro de la cual gira el rodete), que al chocar convierte parte de la energía cinemática que lleva el fluido en presión.

Este tipo de bombas generan un fluido continuo, empleándose para suministrar caudales altos con presiones moderadas. Luego es el tipo de bomba que se utilizará en nuestro embalse de bombeo.

## Potencia de la bomba

En un equipo de bombeo la potencia consumida por éste no es igual a la potencia que finalmente se transmite al fluido. La potencia útil que se invierte en proporcionarle un caudal y altura manométrica a su paso por la bomba se puede expresar como:

$$P_u = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H$$

donde  $P_u$ , es la potencia proporcionada al fluido [W]

$Q$ , es el caudal de fluido que atraviesa la bomba [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]

$H$ , es la altura manométrica ganada por el fluido a su paso por la bomba [m]

$\rho$ , es la densidad del fluido [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]

$g$ , es la aceleración de la gravedad:  $9,81 \text{ [m/s}^2\text{]}$

No obstante, un equipo de bombeo está constituido, además de por la bomba, por un motor de accionamiento (que puede ser eléctrico o de combustión) acoplado mediante un eje a la bomba y de sistemas auxiliares.

En primer lugar se tiene la potencia que debe absorber el eje de la bomba, para suministrar el caudal y la altura manométrica. Su valor se obtiene de la siguiente ecuación:

$$P_b(kW) = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{367 \cdot \eta_H \cdot \eta_V}$$

donde  $\gamma$ , es el peso específico del fluido [ $\text{kg/dm}^3$ ]

$\eta_H$ , es el rendimiento hidráulico.

$\eta_V$ , es el rendimiento volumétrico.

El rendimiento hidráulico ( $\eta_H$ ) es un dato que aporta el fabricante de la bomba. Este valor tiene en cuenta las pérdidas de carga debido al rozamiento del fluido en la bomba. Sería igual al cociente entre la altura manométrica que realmente logra el fluido y la que lograría de no existir estas pérdidas. Suele tener un valor de entre 0,85 y 0,97.

El rendimiento volumétrico ( $\eta_V$ ) también es aportado por el fabricante. En él, se tiene en cuenta las pérdidas por fugas de fluido dentro del cuerpo de la bomba. Suele ser cercano al 95%.

Una vez tenida en cuenta las pérdidas anteriores que reducen la eficiencia de una bomba, la relación entre la potencia útil transmitida al fluido y la que debe recibir la bomba en su eje, es la siguiente:

$$P_u = P_b \cdot \eta_H \cdot \eta_V$$

En el caso específico de una bomba de agua accionada por un motor eléctrico, la potencia eléctrica consumida de la red ( $P_e$ ) es la que realmente interesa conocer. Sin embargo, la potencia ofrecida por el motor eléctrico ( $P_m$ ) en la salida de eje es menor que la potencia eléctrica consumida, debido a las pérdidas mecánicas que se producen en el motor. De esta manera se obtiene que:

$$P_m(kW) = P_e \cdot \eta_M$$

donde ( $\eta_M$ ) es el rendimiento mecánico del motor.

Finalmente, y considerando todas las pérdidas anteriores, la relación entre la potencia útil transmitida al fluido y el total de potencia consumida de la red eléctrica ( $P_e$ ) por la bomba estarían relacionadas de la siguiente forma:

$$P_u = P_e \cdot \eta_G$$

siendo ( $\eta_G$ ) el rendimiento global del equipo de bombeo.

## Cavitación

También denominada ANPA, o altura neta positiva de aspiración (en inglés, NPSH Net Positive Suction Head) es un parámetro que define la diferencia entre la presión del líquido en el eje impulsor y su presión de vapor a la temperatura que se realiza el bombeo.

Se consideran dos tipos de NPSH:

-NPSH disponible (NPSHd): es un parámetro característico de cada instalación e independiente de la bomba empleada. La expresión que define el NPSH disponible es la siguiente, obtenida a partir de aplicar el principio de conservación de la energía entre la superficie libre del líquido y el punto de aspiración:

$$\text{NPSHd} = \frac{(10 \cdot P_a)}{\gamma} - H_a - P_{ca} - \frac{(10 \cdot P_v)}{\gamma}$$

donde  $P_a$ , es la presión atmosférica o presión en el depósito de aspiración, en  $[\text{kg}/\text{cm}^2]$

$H_a$ , es la altura geométrica de aspiración  $[\text{m}]$

$P_{ca}$ , es la pérdida de carga originada en la aspiración (incluye todos los elementos que componen el circuito de aspiración: tuberías, válvulas, curvas, accesorios, etc.)  $[\text{m}]$

$P_v$ , es la presión de vapor del líquido a la temperatura de bombeo  $[\text{kg}/\text{cm}^2]$

$\gamma$ , es el peso específico del líquido  $[\text{kg}/\text{dm}^3]$

-NPSH requerido (NPSHr): es un parámetro característico del tipo de bomba empleada, siendo un dato que suministra el fabricante de la bomba. La expresión que define el NPSH requerido es la siguiente,

$$\text{NPSHr} = H_z + \frac{v_a^2}{2 \cdot g}$$

donde  $H_z$ , representa la presión mínima necesaria en la zona inmediatamente anterior a los álabes del rodete de la bomba  $[\text{m}]$

$v_a$ , es la velocidad de entrada del líquido en la bomba. La expresión  $v_a^2/2g$  representa la altura dinámica (presión) que tiene el líquido a la entrada de la bomba  $[\text{m}]$ .

Es de gran importancia conocer estos parámetros para asegurar el correcto funcionamiento de la bomba y evitar la cavitación, o formación de burbujas en la aspiración. La relación que asegura que una bomba funcione correctamente incluyendo un margen de seguridad de 0,5 metros al NPSH requerido, sería la siguiente:

$$\text{NPSHd} \geq \text{NPSHr} + 0.5\text{m}$$

## ANEXO V: OSMOSIS INVERSA

Las plantas desalinizadoras se sitúan en las proximidades del mar, absorben el agua por medio de tuberías que la transportan a unos canales donde se limpia de impurezas y arena por medio de filtros y elementos químicos.

Es entonces cuando comienza el proceso de desalación por ósmosis inversa. La ósmosis es un fenómeno natural que se produce en las células de los seres vivos, según el cual, dos soluciones de distinta concentración tienden a igualar sus concentraciones de una membrana desde la solución más diluida a la más concentrada hasta alcanzar un equilibrio.

La ósmosis inversa consiste en aplicar presión a la solución más concentrada para obtener más cantidad de solución diluida. En este caso más solución libre de sal.

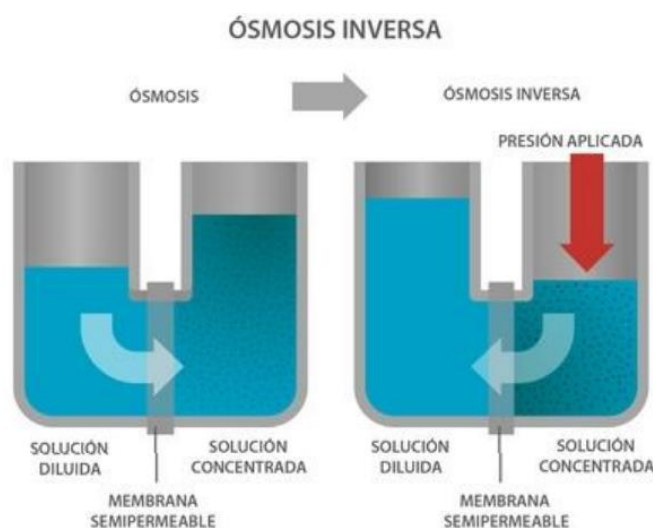


Figura V.I Esquema de osmosis inversa [50]

En ese proceso se usa una bomba que aplica una alta presión a la membrana que posibilita la separación de sales en los bastidores de membrana, rompiendo los puentes de hidrógeno y reduciendo los cristales de sal.

Tras el paso por las membranas se consiguen dos clases de agua:

Agua salada que se envía de nuevo a la bomba para que recupere parte de la energía que se ha invertido en el proceso de desalación y se devuelve al mar, generalmente en sitios con mucho movimiento de agua, como un rompeolas, de modo que se vuelva a mezclar bien con el agua de mar y la sal residual no cause daños ecológicos.

El agua potable va a unos depósitos de almacenamiento, donde se le añaden minerales de modo que sea más eficaz al regar cultivos y mejore su calidad para el consumo humano según todas las normas de Sanidad.